

JÉFERSON MENEGUIN ORTEGA

***Gestão de Centrais Termelétricas a GN em Ambiente
Competitivo: Uma Abordagem via Dinâmica de Sistemas***

FLORIANÓPOLIS

2001

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

Gestão de Centrais Termelétricas a GN em
Ambiente Competitivo: Uma Abordagem
via Dinâmica de Sistemas

Tese submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Jéferson Meneguín Ortega

Florianópolis, Maio de 2001.

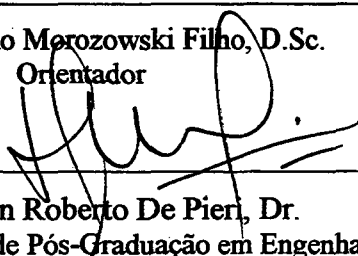
GESTÃO DE CENTRAIS TERMELÉTRICAS A GN EM AMBIENTE COMPETITIVO: UMA ABORDAGEM VIA DINÂMICA DE SISTEMAS

Jéferson Meneguín Ortega

‘Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Planejamento de Sistemas Elétricos*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Orientador



Prof. Edson Roberto De Pieri, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.
Presidente



Prof. Dorel Soares Ramos, D.Sc.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.



Eng. João José Cascaes Dias, D.Sc.



Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, PhD.

O Salmista, descrevendo sobre a riqueza da Palavra de Deus, disse:

“Tenho visto que toda perfeição tem seu limite,
mas o Teu mandamento é ilimitado.”

Para Déborah, Bárbara e Sarah

AGRADECIMENTOS

A Deus, que me deu saúde, oportunidades e discernimento no desenvolver de cada etapa desse trabalho.

Ao Prof. Marciano Morozowski Filho pela orientação, apoio e amizade demonstrados no decorrer desse trabalho.

À minha esposa Déborah Marinho de Carvalho Ortega pelo amor, compreensão e paciência demonstrados, elementos essenciais para o sucesso desse trabalho. Ademais, pelas lindas filhas, Bárbara e Sarah, que serão sempre motivo de muito orgulho na minha vida.

Aos meus pais e irmãos pelo apoio e compreensão.

À Universidade Federal de Mato Grosso do Sul e à CAPES / PICD pelo suporte financeiro.

Aos professores, colegas e amigos do Laboratório de Planejamento em Sistemas de Energia Elétrica da UFSC (LABPLAN), que de alguma forma contribuíram para o enriquecimento desse trabalho.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

GESTÃO DE CENTRAIS TERMELÉTRICAS A GN EM AMBIENTE COMPETITIVO: UMA ABORDAGEM VIA DINÂMICA DE SISTEMAS

Jéferson Meneguín Ortega

Maio / 2001

Orientador: Marciano Morozowski Filho.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas Elétricos.

Palavras-chave: Dinâmica de Sistemas, Geração Térmica, Ambiente Competitivo.

Número de Páginas: 156.

Existe atualmente um forte movimento para o uso do gás natural no abastecimento da geração térmica no setor de eletricidade brasileiro, onde a geração é agora uma atividade competitiva. Isso é uma tendência quase universal, mas a característica hidroelétrica do sistema de geração brasileira faz do desenvolvimento e da gerência de uma planta térmica um desafio contínuo para investidores dispostos a participar desse mercado. Neste contexto, o presente trabalho propõe uma nova metodologia de apoio ao planejamento da operação de uma empresa geradora termelétrica de energia elétrica. Esse trabalho é dividido em duas partes principais. A primeira consiste de um estudo qualitativo do problema de gestão empresarial, fundamentada na análise do ambiente de negócios da empresa, buscando identificar as variáveis que tenham influência no processo de tomada de decisão da gerência. Com base nessas variáveis de controle são estabelecidas as políticas e estratégias que permitem ao gestor melhorar seu desempenho empresarial. Numa segunda fase, é realizada uma análise quantitativa das consequências advindas das políticas e estratégias adotadas pela gerência (Tomada de Decisão). Para tanto foi desenvolvido um modelo de simulação, com base na técnica de Dinâmica de Sistemas, que permite analisar o problema, considerando, para um plano de expansão decenal, vários cenários hidrológicos. Os resultados da simulação são apresentados tanto para uma simulação estática, onde as políticas e estratégias são mantidas constantes ao longo do período de análise, como para uma simulação dinâmica na qual as decisões de uso de determinadas políticas e estratégias são tomadas de acordo com o desempenho empresarial no decorrer do processo de análise.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

ADMINISTRATION OF THERMOELECTRIC CENTERS RUN ON NATURAL GAS IN A COMPETITIVE ENVIRONMENT: A SYSTEM DYNAMICS APPROACH

Jéferson Meneguín Ortega

May /2001

Advisor: Marciano Morozowski Filho.

Area of Concentration: Planning of Electrical Systems.

Keywords: System Dynamics, Thermal Generation, Competitive Environment.

Number of Pages: 156.

There is at the moment a definite move towards the use of natural gas for the fuelling of thermal generation in the Brazilian electricity sector, where such generation is now a competitive activity. This is an almost universal tendency, but the hydroelectrical characteristic of the Brazilian generating system makes the development and administration of a thermal plant a continuous challenge for investors wanting to participate in this market. In this context, the work in hand proposes a new methodology of support for a company planning the operation of a thermoelectric generator of electric energy. The presentation is divided into two main parts. The first consists of a qualitative study of the problem of company administration founded on the environment analysis of business negotiations, seeking to identify the variables which have influence on the process of the decision making of the administration. Based on these control variables, the policies and strategies are established which permit the administrator to improve company performance. In a second phase, a quantitative analysis of the consequences of the policies and strategies adopted by the administration is carried out (Decision Making). For this a simulation model was developed based on the technique of System Dynamics, which permits the analysis of the problem, taking into account various hydrological settings, for a ten-year expansion plan. The results of the simulation are presented both for a static simulation, where the policies and strategies are maintained constant throughout the period of analysis, as well as for the dynamic simulation in which the decisions for use of certain policies and strategies are taken according to company performance during the process of analysis.

SUMÁRIO

1. CAPÍTULO - INTRODUÇÃO	1
1.1 - GENERALIDADES.....	1
1.2 - MOTIVAÇÃO	2
1.3 - OBJETIVOS DA TESE	3
1.4 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	3
1.5 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2. CAPÍTULO - METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO - EVOLUÇÃO	7
2.1 - INTRODUÇÃO	7
2.2 - O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	7
2.3 - PRÉ-REFORMA	8
2.4 - SITUAÇÃO DAS TÉRMICAS EXISTENTES NO PERÍODO PRÉ-REFORMA	12
2.4.1 - <i>Contratos de combustíveis</i>	12
2.4.2 - <i>Despacho Centralizado</i>	13
2.4.3 - <i>Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)</i>	13
2.4.4 - <i>Fluxo de caixa</i>	14
2.5 - PROPOSTA DE REFORMA DO MODELO BRASILEIRO	14
2.6 - ASPECTOS INSTITUCIONAIS	16
2.7 - PÓS-REFORMA	17
2.8 - SITUAÇÃO DAS NOVAS TÉRMICAS	22
2.8.1 - <i>CCC</i>	22
2.8.2 - <i>Contratos Iniciais</i>	22
2.9 - A FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO CORPORATIVO	23
2.9.1 - <i>Investimento em Geração</i>	24
2.9.2 - <i>Possibilidades de Operação da Geração Termelétrica no Mercado</i>	25
2.9.3 - <i>Interfaces Setoriais</i>	26
2.10 - MODELO CONCEITUAL	28
2.11 - ASPECTOS DE IMPLEMENTAÇÃO	29
2.12 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	30
3. CAPÍTULO - SUB-PROBLEMA DE GESTÃO ESTRATÉGICA	32
3.1 - INTRODUÇÃO	32
3.1.1 - <i>Sub-problema de Gestão Estratégica: Interfaces</i>	33
3.1.2 - <i>Estrutura do Sub-problema de Decisão Estratégica</i>	37
3.1.3 - <i>Metodologia para Solução do Sub-Problema de Gestão Estratégica</i>	39
3.1.4 - <i>Análise do Problema de Decisão</i>	39
3.2 - ANÁLISE AMBIENTAL	42
3.2.1 - <i>Diagramas de Laço Causal</i>	44
3.2.2 - <i>Políticas de Gestão Estratégica</i>	50
3.2.3 - <i>Trajétórias viáveis no espaço de soluções</i>	51
3.3 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	52

4. CAPÍTULO - ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UMA CENTRAL TÉRMICA	53
4.1 - INTRODUÇÃO	53
4.2 - MODELAGEM VIA DINÂMICA DE SISTEMAS	53
4.3 - MÓDULO TÉCNICO	55
4.3.1 - <i>Modelagem do Mercado Spot – MAE</i>	55
4.3.2 - <i>PREVISÃO DE DEMANDA</i>	60
4.3.3 - <i>SETOR DE GÁS NATURAL</i>	61
4.3.4 - <i>CENTRAL HIDRELÉTRICA</i>	64
4.3.5 - <i>CENTRAL TERMELÉTRICA</i>	70
4.4 - MÓDULO ECONÔMICO.....	76
4.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	82
5. CAPÍTULO - ESTUDO DE CASO: METODOLOGIA E RESULTADOS	83
5.1 - INTRODUÇÃO	83
5.2 - METODOLOGIA	83
5.3 - CONFIGURAÇÃO DO CASO BASE	85
5.4 - ESTIMATIVA DO PREÇO SPOT E DESPACHO DAS USINAS	87
5.5 - ANÁLISE PROBABILÍSTICA.....	88
5.6 - ANÁLISE PARAMÉTRICA.....	90
5.7 - ANÁLISE DE ESTRATÉGIAS	93
5.7.1 - <i>Seleção dos Cenários de Referência</i>	93
5.7.2 - <i>Análise das Estratégias Empresariais</i>	96
5.7.3 - <i>Seleção de Tecnologia de Geração</i>	102
5.8 - ESTRATÉGIAS ADAPTATIVAS.....	103
5.9 - CONCLUSÃO	106
6. CAPÍTULO - CONTRIBUIÇÕES E RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	107
6.1 - INTRODUÇÃO	107
6.2 - CONTRIBUIÇÕES.....	107
6.3 - RECOMENDAÇÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	109
ANEXO A - TURBINAS A GÁS	111
A.1 INTRODUÇÃO	111
A.2 USINA TERMELÉTRICA CONVENCIONAL.....	111
A.3 TURBINAS A GÁS [34][35][36].....	112
A.3.1. <i>Princípios de Funcionamento</i>	112
A.3.2. <i>Rendimento de Turbinas a Gás [34] [38]</i>	114
A.3.3. <i>Relação entre a Energia Mecânica e Térmica</i>	117
A.3.4. <i>Controle da Poluição [34][39][40][36]</i>	118
A.4 USINAS DE CICLO COMBINADO [39][35]	119
A.4.1. <i>Classificação dos Ciclos Combinados</i>	120
A.4.2. <i>Comparação entre Ciclo Simples e Ciclo Combinado</i>	121
A.5 CONSIDERAÇÕES OPERATIVAS.....	123
A.6 MODELAGEM DA CENTRAL TERMELÉTRICA A GÁS.....	124
A.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	126

ANEXO B - MERCADO DE GN NO BRASIL	127
B.1 INTRODUÇÃO	127
B.2 GÁS NATURAL	127
B.2.1. <i>Aplicabilidade, Vantagens e Benefícios</i>	127
B.2.2. <i>A Demanda de Gás Natural para Geração de Eletricidade</i>	128
B.2.3. <i>Transporte</i>	129
B.2.4. <i>Processo Produtivo</i>	130
B.3 METODOLOGIA	131
B.3.1. <i>A Geração Termelétrica no Sistema Elétrico</i>	131
B.3.2. <i>Disponibilidades Energéticas</i>	133
B.3.3. <i>Produção Nacional de Gás Natural</i>	135
B.4 MERCOSUL ENERGÉTICO	136
B.5 A INDÚSTRIA DO GÁS.....	138
B.6 QUESTÃO DE PREÇO	139
B.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	142
 ANEXO C - BANCO DE DADOS PARA PROGRAMA NEWAVE	 143
 BIBLIOGRAFIA	 157

Lista de Figuras

<i>Figura 2.1 – Planejamento Baseado na Confiabilidade.</i>	9
<i>Figura 2.2 – Representação do Problema de Planejamento Pré-Reforma.</i>	10
<i>Figura 2.3 – Visão Geral do Mercado Atacadista de Energia.</i>	15
<i>Figura 2.4 – Representação Esquemática da Nova Estrutura do Problema de Planejamento.</i>	18
<i>Figura 2.5 – Transição para o Mercado Competitivo na Geração</i>	23
<i>Figura 2.6 - Visão Interna da Empresa de Geração Termelétrica.</i>	24
<i>Figura 2.7 - Análise da Indústria de Geração Termelétrica a Gás Natural.</i>	26
<i>Figura 2.8 – Modelo Conceitual para Análise Técnico, Econômico e Estratégica de uma Empresa de Geração Térmica.</i>	28
<i>Figura 3.1 – Interfaces setoriais</i>	33
<i>Figura 3.2 – Estrutura do Setor de Gás Natural</i>	35
<i>Figura 3.3 – Prisma para tomada de decisão da gerência de uma EGT.</i>	36
<i>Figura 3.4 – Sub-Problema de Gestão Estratégica: Espaço de Decisões</i>	39
<i>Figura 3.5 – Estrutura do problema de decisão</i>	40
<i>Figura 3.6 – Estrutura do Problema de Gestão Empresarial</i>	41
<i>Figura 3.7– Setores/Agentes de influência sobre o PIE.</i>	43
<i>Figura 3.8 – Gestão Estratégica de uma EGT: Curto Prazo (DLC).</i>	46
<i>Figura 3.9 – Problema de Gestão Estratégica de uma EGTGN: Longo Prazo (DLC)</i>	48
<i>Figura 4.1 – Diagrama de Estoque e Fluxo Representativo do Despacho Econômico.</i>	59
<i>Figura 4.2 – Diagrama de Influência para Previsão de Demanda</i>	61
<i>Figura 4.3 – Coeficientes de Ajuste para Previsão da Demanda.</i>	61
<i>Figura 4.4 – Diagrama de Fluxo e Estoque da Utilização do GN</i>	63
<i>Figura 4.5 – Diagrama de Laço Causal para uma Usina Hidrelétrica.</i>	65
<i>Figura 4.6 – Diagrama de Fluxo e Estoque da Central Hidrelétrica.</i>	69
<i>Figura 4.7 – Diagrama de Fluxo de uma Central Termelétrica a Gás.</i>	74
<i>Figura 4.8 – Fluxo de Recursos na Gestão Econômica – Financeira de uma Central Termelétrica</i>	77
<i>Figura 4.9 – DLC da Análise Econômica.</i>	79
<i>Figura 4.10 – Diagrama de Fluxo e Estoque para Obtenção do Fluxo de Caixa Mensal.</i>	80
<i>Figura 4.11 – Relações de Causa e Efeito no Setor de Gás.</i>	81

<i>Figura 5.1 – Metodologia do Estudo de Caso.</i>	84
<i>Figura 5.2 – Evolução do VPL ao longo do período de simulação – UTE 100% Spot.</i>	89
<i>Figura 5.3 – Avaliação do Risco Operativo para condição de 100% spot.</i>	89
<i>Figura 5.4 – Variação do VPL versus CBL's</i>	93
<i>Figura 5.5 – Evolução do CMO e Despacho da EGTGN – Cenário Alto.</i>	94
<i>Figura 5.6 – Evolução do CMO e Despacho da EGTGN – Cenário Referência.</i>	95
<i>Figura 5.7 - Evolução do CMO e Despacho da EGTGN – Cenário Baixo.</i>	95
<i>Figura 5.8 - Evolução do Despacho da EGTGN em Função da Restrição de Potência Mínima.</i>	97
<i>Figura 5.9 - Evolução do CMO em Função da Restrição de Potência Mínima da EGTGN.</i>	98
<i>Figura 5.10 – Sensibilidade do VPL à Restrição de Potência Mínima – Cenário Alto.</i>	99
<i>Figura 5.11 - Sensibilidade do VPL à Restrição de Potência Mínima – Cenário Referência.</i>	99
<i>Figura 5.12 - Sensibilidade do VPL à Restrição de Potência Mínima – Cenário Baixo.</i>	100
<i>Figura 5.13 – Fluxo de Caixa para o Cenário de Referência.</i>	104
<i>Figura 5.14 – Evolução do Fluxo de Caixa em Função das Variáveis Estratégicas.</i>	105
<i>Figura A.1 - Fluxos em uma Usina Termelétrica Convencional</i>	111
<i>Figura A.2 - Diagramas $p \times v$ e $T \times s$ para o Ciclo Básico das Turbinas a Gás</i>	114
<i>Figura A.3 – Tipos de Ciclos Combinados Gás / Vapor [38]</i>	121
<i>Figura A.4 - Diagrama Esquemático do Sistema Elétrico de Potência</i>	125
<i>Figura A.5 – Fluxo de Energia em uma Central Termelétrica a Gás.</i>	125
<i>Figura A.6 – Diagrama de Laço Causal de uma Central Termelétrica a Gás.</i>	126
<i>Figura B.1– Plano Decenal de Expansão 1999 – 2008.</i>	133

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2.1 - Características do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 2.2 – Comparação entre Usinas Termelétricas e Hidrelétricas (Grande Porte)....</i>	<i>25</i>
<i>Tabela 3.1 – Problemas de decisão associados a cada interface.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 3.2 – Variáveis Estratégicas do Problema de Gestão Estratégica.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 3.3 – Regras de Operação Comercial da Usina Termelétrica.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 3.4 – Regras de Operação a serem estabelecidas</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 4.1 – Influência do fator de carga no desempenho operacional da EGTGN.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabela 5.1– Sistema Hidrelétrico Existente.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabela 5.2 – Sistema Térmico Existente.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabela 5.3 – Frequência de retorno do investimento.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabela 5.4 – VPL para diferentes percentuais de participação no mercado spot.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabela 5.5 – Sensibilidade do preço do gás natural a variação cambial.</i>	<i>100</i>
<i>Tabela 5.6 – Sensibilidade do desempenho empresarial aos contratos de GN.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabela 5.7 – Avaliação da expansão tecnológica no desempenho empresarial.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 5.8 – Descrição da atuação da gerência.....</i>	<i>105</i>
<i>Tabela A.1 – Comparação de Características entre Tecnologias de Turbinas [35] [37]</i>	<i>112</i>
<i>Tabela A.2 – Características de Turbinas a gás nas condições ISO [38].....</i>	<i>115</i>
<i>Tabela A.3 – Efeitos da altitude e temperatura no rendimento da turbina MS7001</i>	<i>117</i>
<i>Tabela A.4 – Limites de emissão para nova usina Berlin Mitte CHP.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabela A.5 – Emissões da geração de potência utilizando GN como combustível.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabela A.6 – Alguns Parâmetros de Comparação entre Turbinas de Ciclo Simples e Ciclo Combinado.....</i>	<i>122</i>
<i>Tabela A.7 – Comparação de Turbinas de Ciclo Simples e de Ciclo Combinado</i>	<i>122</i>
<i>Tabela B.1 – Tipos e Potências instaladas em Termelétricas no Brasil</i>	<i>132</i>
<i>Tabela B.2 - Produção Nacional de Gás Natural – Período de 1990 a 1998 [45]</i>	<i>136</i>
<i>Tabela B.3 – Preços de Custo para Centrais Termelétricas de Ciclo Combinado.....</i>	<i>142</i>

Símbologia

ASMAE:	agente de contabilização e liquidação
C / D:	comercializadores / distribuidoras
CBL:	contratos bilaterais
CCC:	conta de consumo de combustíveis
CCPE:	comitê coordenador do planejamento da expansão
CMCP:	custo marginal de curto prazo
CMLP:	custo marginal de longo prazo
CMO:	custo marginal de operação
CP / CT:	capital próprio / capital de terceiros
CP:	curto prazo
CS / CC:	ciclo simples / ciclo combinado
DLC:	diagrama de laço causal
DS:	dinâmica de sistemas
EE:	energia elétrica
EGH:	empresa de geração hidrelétrica
EGT:	empresa de geração termelétrica
EGTGN:	empresa de geração termelétrica a gás natural
FCOM:	fator de comercialização
FEP:	fornecedor de energia primária
GÁS-CO:	empresas de gás natural
GCOI:	grupo coordenador da operação interligada
GCPS:	grupo coordenador de planejamento dos sistemas elétricos
GN:	gás natural
IP:	investidor privado
ISO:	international standards organization

LP:	longo prazo
MAE:	mercado atacadista de energia
MP:	médio prazo
MRE:	mecanismo de realocação de energia
NGGN:	novos geradores a gás natural
O&M:	operação e manutenção
ONS:	operador nacional do sistema
PBC:	planejamento baseado em custos
PBV:	planejamento baseado no valor
PCH:	pequena central hidrelétrica
PDE:	plano decenal de expansão
PDED:	programação dinâmica dual estocástica
PGI:	plantas de geração e interligações
PIE:	produtor independente de energia
S.H.:	séries históricas
SC:	sistema corporativo
SE:	sistema elétrico
SEB:	sistema elétrico brasileiro
T / D:	transmissão / distribuição
TIR:	taxa interna de retorno
TTC:	taxa de tomada de carga
VN:	valor normativo
VPL:	valor presente líquido

1. Capítulo - Introdução

1.1 - Generalidades

Nos últimos anos da década de 80, o setor elétrico brasileiro manteve um nível insatisfatório de tarifas e desempenho financeiro. Adicionalmente, com requisitos de investimentos necessários da ordem de 8,5 bilhões de reais por ano, tornou-se impraticável manter a expansão do sistema somente com os recursos do estado. Para corrigir esta situação e atingir outros objetivos, o governo brasileiro iniciou a reforma do setor elétrico, visando incentivar a participação privada, bem como estimular a competição e aumentar a produtividade [01].

A reestruturação do setor elétrico brasileiro apresenta como principal característica a desverticalização da indústria, permitindo que as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização sejam desempenhadas de forma autônoma, e a criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE. Com isso, o modelo de planejamento pós-reforma (não possui mais uma visão global corporativa e integrada como antes) deve ser visto agora segundo três enfoques distintos: Sistema Elétrico – SE, Sistema Corporativo – SC e Mercado Atacadista de Energia – MAE.

Sob o enfoque SE, o planejamento apresenta a mesma lógica do processo anterior, ou seja, busca a operação de mínimo custo global para o sistema interligado. Sob o enfoque SC, busca-se uma maior eficiência empresarial, enfatizando avaliações privadas e levando em conta que tais avaliações dependerão também das decisões tomadas pelos demais agentes do mercado.

No ambiente competitivo, a expansão da geração está sob a responsabilidade do investidor e o planejamento da expansão da oferta terá caráter indicativo. Neste contexto, o planejamento empresarial, sob responsabilidade das concessionárias, deverá incluir aspectos de flexibilidade, levando em conta o entrelaçamento entre a comercialização de energia e o planejamento corporativo.

Ademais, a expansão da geração termelétrica com base em gás natural vem ganhando ênfase no setor, em função tanto da integração energética com os países vizinhos (Bolívia e Argentina, por exemplo) quanto pela implantação do Programa Prioritário de Termelétricas, por parte do governo brasileiro. Esse programa, baseado em investimentos

privados, prevê aumentar a oferta de energia no país em mais de 15 mil megawatts até 2003, através da implantação de 49 usinas em 18 estados. Dessa forma, a participação de energia de origem térmica na matriz energética deverá aumentar de 7% para 20% nos próximos dez anos. Em consequência, novos procedimentos deverão ser criados, considerando a interface entre o setor elétrico e o setor de gás natural.

Somando-se a esses fatores a introdução da competição no setor elétrico, o investidor que se propõe a investir em geração termelétrica deverá avaliar os impactos de suas decisões baseando-se em aspectos tais como: análise de riscos, competitividade do projeto frente às alternativas de competidores, arranjos de mercado e restrições institucionais vigentes.

Neste contexto, o presente trabalho enfoca o problema de planejamento empresarial, sob a ótica de uma empresa de geração termelétrica a gás natural, e propõe uma nova metodologia de apoio ao processo de gestão de uma central termelétrica, utilizando a técnica de Dinâmica de Sistemas.

1.2 - Motivação

O desenvolvimento deste trabalho foi motivado pelos seguintes fatores:

- a nova concepção da matriz energética brasileira, que recomenda a utilização de usinas termelétricas, principalmente com utilização do gás natural, com objetivo de obter ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica e propiciar condições de atendimento ao mercado a curto prazo;
- a meta estabelecida para o setor elétrico de implantar um parque gerador termelétrico, de forma a atingir, até 2009, um perfil hidrotérmico na proporção de oitenta e vinte por cento, aproximadamente;
- a participação do gás natural na matriz energética nacional deverá evoluir dos atuais dois por cento em 2000 para doze por cento em 2010;
- O equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica (EE) é fundamental para a prática da competição e para a manutenção da qualidade do serviço, nas quais se fundamenta, em grande parte, o novo modelo do setor elétrico.

1.3 - Objetivos da Tese

O presente trabalho tem como objetivo básico a formulação de uma metodologia e o desenvolvimento de um modelo adequado à gestão de centrais termelétricas a gás natural.

1.4 - Organização do Trabalho

O Capítulo 2 apresenta uma descrição do processo de planejamento do sistema elétrico, identificando as mudanças decorrentes da reforma setorial. O Capítulo 3 apresenta o problema de gestão estratégica de centrais termelétricas a gás natural em ambiente competitivo. O modelo conceitual para análise da gestão de centrais termelétricas a gás natural é descrito e as diversas variáveis de gestão são identificadas. No Capítulo 4 o problema de planejamento é analisado nos seus aspectos técnicos e econômicos, como base para sua formulação via Dinâmica de Sistemas. No Capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados da simulação de uma empresa de geração termelétrica integrada ao sistema interligado, com base em um plano decenal, sob vários cenários hidrológicos. Finalmente, no Capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões e considerações, juntamente com as propostas para encaminhamento de trabalhos futuros. No Anexo A, são apresentadas, de forma complementar, as características técnicas e operacionais de uma central termelétrica a gás, identificando os aspectos importantes para sua modelagem via Dinâmica de Sistemas. No Anexo B apresenta-se uma análise comparativa das fontes alternativas disponíveis no contexto brasileiro, enfocando especificamente o gás natural. No Anexo C são apresentados os dados necessários para execução do programa NEWAVE num horizonte decenal.

1.5 - Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica das metodologias utilizadas na área de planejamento e operação do setor elétrico brasileiro, apresentada a seguir, foi balizada pelas seguintes considerações:

1. A reestruturação do setor elétrico brasileiro, ao mesmo tempo em que busca aumentar a participação de novos agentes econômicos (produtores independentes, cogeneradores e consumidores livres), com vistas a obter um incremento significativo na capacidade instalada em geração, implica também em mudanças no relacionamento entre os agentes econômicos, atuais e entrantes.
2. Os métodos e modelos usados no planejamento e operação, no período pré-reforma, refletem a experiência acumulada e investimentos consideráveis em técnicas de otimização e de simulação, e deverão ser preservados, ao máximo possível, no novo ambiente de negócios.
3. Com a introdução de competição nas atividades de geração e comercialização, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos deverá ser analisado não somente sob a ótica do sistema elétrico (ONS), mas também sob o enfoque empresarial (sistema corporativo).

Sob o prisma do sistema elétrico, Florentin [02] apresenta de forma cronológica um grande número de trabalhos utilizados na análise dos sistemas elétricos interligados, apresentando assim a evolução das metodologias de planejamento a partir da década de 70.

Gorenstin et al [03] apresenta uma metodologia para o planejamento da expansão de sistemas de geração hidrotérmicos interligados, considerando fatores de incerteza.

Aires [04] faz uma análise do processo de planejamento pré-reforma e utiliza novas técnicas para o tratamento de incertezas com vistas ao planejamento da expansão do sistema elétrico em ambiente competitivo.

Sob a ótica dos segmentos industriais oriundos da reforma do setor elétrico, diversos trabalhos contribuem no sentido de discutir os aspectos relacionados às mudanças estruturais no setor.

Gross [05] apresenta uma modelagem do mercado spot da Inglaterra sob a ótica do produtor independente de energia no intuito de maximizar os lucros.

No contexto do setor elétrico brasileiro, Morozowski [06] apresenta os principais conceitos e a nova estrutura que se visualiza para o emergente mercado desregulado.

Born [07] apresenta uma análise das mudanças propostas para o setor elétrico brasileiro, em particular da estrutura e funcionamento do mercado *spot*.

Morozowski [08] apresenta alguns aspectos relevantes sobre a metodologia de planejamento proposta, no que diz respeito às ferramentas em uso no setor elétrico

brasileiro. Nesse trabalho é enfatizada a necessidade de mudança na cultura das concessionárias, até em então baseada na engenharia e em relatórios gerenciais, por uma cultura empresarial baseada na aquisição de conhecimento organizacional e estratégico.

Castro [09] apresenta uma avaliação do desempenho de uma empresa geradora e as despesas de uma empresa distribuidora / comercializadora operando no MAE para diversos níveis de contratação de longo prazo.

Nesse contexto, Florentin [02] apresenta uma nova metodologia baseada em Dinâmica de Sistemas para gestão de centrais hidroelétricas. A influência das restrições operativas e limitações impostas pelo MAE às centrais hidroelétricas, bem como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) são modelados.

Schuch em [10] mostra que o problema de planejamento da demanda de empresas de distribuição / comercialização de energia em ambiente competitivo inclui um novo fator de incerteza, qual seja, o comportamento dos agentes de mercado. A projeção de demanda é avaliada segundo um modelo que permite a representação de aspectos técnicos (projeção da demanda da empresa por classe de consumo) e aspectos estratégicos (comportamento dos agentes de mercado).

O problema e a complexidade do planejamento operacional sob a ótica de uma empresa geradora termelétrica a gás natural é discutido por Ortega, que apresenta também um modelo conceitual com respeito aos aspectos técnicos e econômicos da central [11], [12] e [13].

Em ambiente competitivo, a credibilidade econômico-financeira da empresa é fator determinante para o aporte de capital de financiadores e investidores, que buscam direcionar seus recursos para um ambiente de menor risco. Vários trabalhos têm avaliado a performance da geração termelétrica vista sob a ótica empresarial. Em [14], Negri e Vieira apresentam uma análise termodinâmica para avaliação dos parâmetros de desempenho e eficiência de usinas termelétricas a gás para definir a competitividade e o regime de operação no parque gerador existente.

A introdução de competição no setor elétrico requer que a avaliação dos empreendimentos seja feita não apenas pela ótica econômica, mas inclua também os aspectos financeiros. Nesse sentido, Melo [15] apresenta uma abordagem estática (os indicadores são definidos a priori) e descreve as características de um modelo (ANAFIN) para análise econômica-financeira de projetos elétricos, adaptado às condições vigentes no setor elétrico brasileiro.

Mais recentemente, Silveira [16] apresenta uma análise dinâmica na qual os indicadores econômico-financeiros são atualizados a cada estágio, de maneira que os resultados da análise (valor de empresas e projetos) e as decisões finais refletem de forma apropriada a dinâmica e os mecanismos de realimentação entre aspectos técnicos, econômicos e financeiros, através da aplicação da técnica de Dinâmica de Sistemas.

2. Capítulo - Metodologia de Planejamento - Evolução

2.1 - Introdução

Este capítulo apresenta uma análise do problema de planejamento do sistema elétrico e da sua evolução, com base no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. São avaliadas as possíveis opções de aporte de capital, dando-se ênfase aos geradores de origem termelétrica no novo contexto do setor elétrico. Neste sentido, são discutidos e abordados aspectos relativos às mudanças no ambiente de negócio e sua influência tanto nas térmicas existentes quanto nas novas térmicas.

É importante salientar que este capítulo não tem por objetivo esclarecer todas as inúmeras questões relacionadas à reestruturação do setor elétrico, mas sim de delinear o novo ambiente que se abre para a participação de capital privado, mais especificamente para aqueles investidores cuja geração seja de origem termelétrica.

2.2 - O Problema de Planejamento do Setor Elétrico

A metodologia de planejamento tradicional, baseada na especialização dos critérios e modelos do planejamento, foi concebida nos anos 70 e teve sua implementação consolidada ao longo dos anos 80, num contexto caracterizado por um regime de mercado monopolístico e empresas verticalmente integradas, com reduzida participação de agentes privados. O Planejamento era centrado no aumento da oferta, com ênfase no sistema de geração, não se privilegiando as interligações.

Conseqüentemente, a metodologia tradicional de planejamento da oferta apresentava, como características principais, o peso reduzido do sistema de transmissão nas decisões de investimento setoriais, análise focada nos sistemas interligados em nível de região e de país, ênfase em grandes projetos de geração e em interligações regionais.

O planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos brasileiros era realizado por Órgãos Colegiados, coordenados pela Eletrobrás, constituídos pelas empresas concessionárias de energia elétrica.

O planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão era coordenado pelo Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, que avaliava o mercado a ser atendido e estabelecia a sequência de usinas geradoras, de linhas de transmissão, considerando critérios de atendimento ao mercado e levando em conta, dentre outros fatores, a disponibilidade de recursos financeiros e a viabilidade física dos empreendimentos, incluindo aspectos sócio-ambientais.

As atividades de planejamento da operação relativas ao sistema interligado eram coordenadas pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI. A função básica do GCOI era garantir que, sujeito às necessidades operacionais de curto prazo, o sistema interligado fosse operado de modo a minimizar os custos de operação, enquanto mantinha a segurança de suprimento em níveis específicos. As atividades do GCOI eram interligadas às do GCPS através do custo implícito do déficit (parâmetro de coordenação), pois levavam em consideração a expansão do sistema planejado, identificando as restrições operacionais atuais e emergentes, de acordo com os critérios de garantia de suprimento de longo prazo.

Este elevado grau de conformidade entre a metodologia utilizada pelo GCPS para o planejamento de expansão do sistema (Plano Decenal de Expansão) e a metodologia usada pelo GCOI para planejamento da operação de médio prazo (até cinco anos), decorre das características do sistema interconectado, quais sejam: a predominância da geração hidráulica; pronunciada (forte) variação hidrológica regional; presença de grandes reservatórios com capacidade de regulação plurianual e usinas pertencentes a diferentes empresas numa mesma cascata.

Adotando-se a reforma do setor elétrico brasileiro como referencial, pode-se visualizar a evolução da metodologia de planejamento do setor em duas etapas: período pré-reforma e período pós-reforma, conforme descrito a seguir.

2.3 - Pré-Reforma

No período pré-reforma, a grande maioria das empresas de energia elétrica era estatal e sua gestão era ditada basicamente pelas expectativas da sociedade em relação ao suprimento de energia elétrica e pela natureza do processo de produção de eletricidade. Nessas condições, o objetivo básico do planejamento do sistema era definido como a determinação da data de entrada em operação dos equipamentos e instalações de produção.

transporte e distribuição, considerados necessários para atender ao crescimento da demanda.

De uma maneira geral, o processo de planejamento repousava sobre uma solução de compromisso entre o nível de confiabilidade desejado pelos consumidores e os custos de investimento e de operação incorridos na obtenção desse nível de confiabilidade, conforme indicado na Figura 2.1.

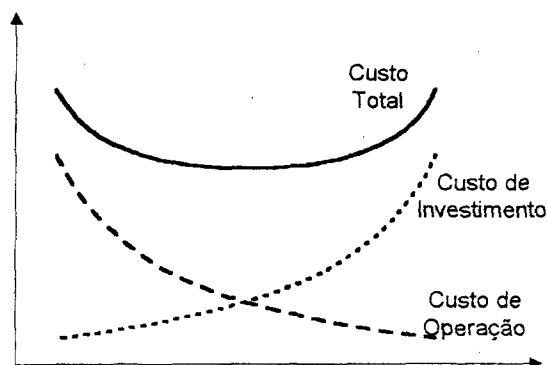


Figura 2.1 – Planejamento Baseado na Confiabilidade.

Neste período, após a Lei 8631/93, os contratos de longo prazo entre geradoras (regionais) e distribuidoras (estaduais) eram definidos com base em critérios de risco estabelecidos no âmbito do GCPS e do GCOI. O balanço energético era realizado anualmente pelo GCPS e GCOI, com apoio das empresas, e balizava o Planejamento da Operação.

Nesta estrutura setorial, os principais elos entre o plano de expansão preparado pelo GCPS e os planos de operação de médio prazo do GCOI eram os incrementos de oferta de energia firme e ponta garantida em nível de sistema, e os contratos de suprimento firmados entre as companhias de geração e distribuição. Os valores destes contratos para os quatro anos iniciais do plano de operação eram definidos pelo Plano Decenal.

Observe-se que neste modelo (integrado), para assegurar os ganhos operativos máximos do sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema como uma única empresa. Esse tipo de operação tem como requisito básico o compartilhamento de informações técnicas e econômicas por todas as empresas que compõem o sistema interligado, conforme ilustrado na Figura 2.2. Esse aspecto constitui uma das diferenças básicas entre o período pré e pós-reforma, pois o compartilhamento de informações entre empresas se torna inviável, sob o aspecto comercial, num ambiente de negócios competitivos.

Outra característica importante do período pré-reforma está na definição do risco do déficit do sistema. Desde 1989, o risco do déficit tem sido definido pelo GCPS em 5%, através de uma metodologia probabilística de planejamento do parque gerador. A metodologia consistia, basicamente, em programar a sequência de obras mais econômica de forma que a probabilidade de déficit de energia, em qualquer ano do horizonte de planejamento, em função de um determinado cenário de mercado, não fosse superior a 5% [01].

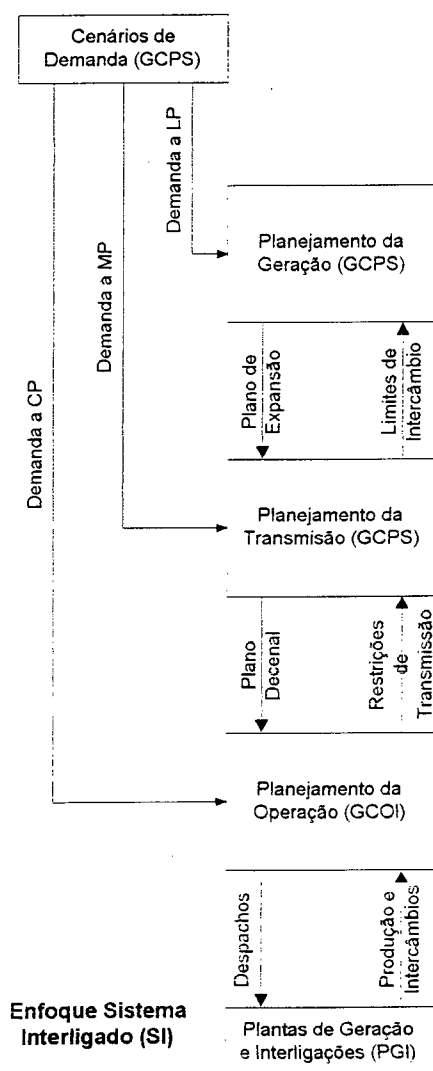


Figura 2.2 – Representação do Problema de Planejamento Pré-Reforma.

Por razões de clareza, a Figura 2.2 não explicita os planejamentos da operação de curto, médio e longo prazos. Em geral, o planejamento da operação de longo prazo interagia com o horizonte de curto prazo do planejamento da expansão, indicando as possíveis restrições de transmissão associadas aos planos decenais. O planejamento da

operação de curto prazo fornecia os despachos das unidades geradoras e das empresas os valores de produção e intercâmbios realizados. Observa-se, ainda, que o planejamento da expansão da geração e transmissão, ambos desenvolvidos pelo GCPS, está representado separadamente, visando permitir uma melhor comparação e facilitar a identificação dos agentes que os efetuarão na nova estrutura do problema de planejamento pós reforma.

O planejamento da demanda, por sua vez, fornecia os cenários de demanda a longo prazo (LP), médio prazo (MP) e curto prazo (CP), que balizavam os demais estudos de planejamento. Para atender ao crescimento da demanda a longo prazo, o planejamento da geração determinava o plano de construção de novas plantas geradoras e associava a cada planta a data prevista de entrada em operação. O planejamento da transmissão estabelecia um plano de obras de interligações e respectivos investimentos, com vistas ao atendimento da demanda a médio prazo, com base nos planos de expansão da geração e em eventuais restrições detectadas no planejamento da operação.

Por fim, considerando os meios de produção e transmissão efetivamente disponíveis, o planejamento da operação avaliava as condições de atendimento da demanda a curto prazo e definia as unidades geradoras que deveriam ser operadas, bem como seus despachos.

A solução do problema global era obtida por interações entre as atividades de planejamento, através de um processo de otimização/simulação que visava à obtenção do plano ótimo. Assim, as decisões de produção e intercâmbio, efetivamente implantadas em nível de plantas e interligações, eram informadas ao planejamento da operação, que reavaliavam as restrições de transmissão. Se as restrições de transmissão fossem persistentes, deveriam ser contempladas no planejamento da transmissão, seja para reavaliar o programa de obras, seja para determinar novos limites de intercâmbio. Os novos limites de intercâmbio deveriam ser então reavaliados no planejamento da geração, podendo induzir mudanças no plano de expansão da geração.

Resumidamente, as principais características da metodologia de planejamento do setor elétrico no período pré-reforma são as seguintes:

- planejamento integrado e determinativo;
- planejamento baseado em custos – (PBC);
- troca de informações entre GCPS e GCOI;
- gestão do sistema elétrico e comercialização da energia elétrica via GCOI, através de contratos de suprimento;

- contabilização dos intercâmbios baseada na produção efetiva das plantas de geração;
- empresas dispostas em duas categorias, ou seja, geradoras ou distribuidoras.

2.4 - Situação das Térmicas Existentes no Período Pré-Reforma

O parque gerador brasileiro, além de possuir uma maior participação de usinas hidrelétricas, o que o diferencia da grande maioria dos países, em geral de base térmica possui características que também o diferenciam de países com grande participação hidro como a Noruega e Canadá. Tais características são atribuídas aos níveis de variação sazonal e de aleatoriedade das vazões que se verificam no Brasil, resultando na necessidade de reservatórios de regularização plurianual para atenuar o efeito das variações na oferta de energia hidráulica.[06]

As usinas térmicas, por sua vez, são utilizadas para complementar a geração hidráulica nos períodos secos e nas horas de maior demanda. São também usadas no suprimento a sistemas isolados das regiões Norte e Centro-Oeste do país.

Conseqüentemente, as unidades térmicas são usadas principalmente para produzir energia, ou seja, são despachadas na base da curva de carga, salvo quando despachadas para superar restrições elétricas.

Essa forma de operação do parque gerador brasileiro é denominada operação em complementação térmica, e visa maximizar a eficiência de uso das usinas que compõem o sistema. Isto permite uma considerável economia de combustível, caracterizando um importante benefício à geração de origem termelétrica.

2.4.1 - Contratos de combustíveis

Não existia, até então, uma restrição maior com respeito aos contratos de combustíveis derivados de petróleo como há no caso do gás natural, onde impõe-se um consumo mínimo obrigatório através de contratos “*take-or-pay*”. Existiam sim, incentivos governamentais, que após as crises e o embargo do petróleo, procuraram aumentar a participação do carvão nacional na matriz energética brasileira.

Associados à criação da CCC – Conta de Consumo de Combustíveis, esses fatores incentivaram e mesmo forçaram uma maior participação da geração termelétrica na composição do parque gerador brasileiro.

Tais incentivos permaneceram até 1990 (caso do carvão) e tendem a se extinguir após o período de transição na reforma do setor elétrico (2005), na medida em que os contratos iniciais forem reduzidos (vide 2.4.3).

2.4.2 - Despacho Centralizado

O despacho das centrais termelétricas no período pré-reforma era baseado no plano de operação elaborado pelo GCOI, de acordo com o risco de déficit definido para o sistema (5%). A política de operação hidrotérmica de cada subsistema era elaborada de acordo com o volume de energia armazenada nos reservatórios de cada sistema e da capacidade de transferência de energia entre subsistemas.

De uma forma geral, as unidades térmicas com custos menores que os valores da água nos subsistemas correspondentes eram despachadas para operar na base de carga. Entretanto, geração térmica adicional poderia ser despachada por razões elétricas; em geral, para fornecer potência reativa ou para superar restrições de transmissão.

2.4.3 - Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

Durante o período de transição, que deverá se estender até 2005, a energia elétrica produzida pelas térmicas consideradas na lei n ° 9.648/98, estará incluída nos “contratos iniciais”, ou seja, as térmicas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, em operação até 6 de fevereiro de 1998, terão participação integral na CCC até 2002. Esta participação será reduzida gradativamente nos 3 anos subseqüentes, até a extinção da CCC em percentuais fixados pela ANEEL. Nos sistemas isolados, será mantida, pelo prazo de 15 anos, a aplicação da sistemática da CCC.

Após esse período, haverá a extinção da Conta Nacional de Consumo de Combustíveis – CCC, conforme proposto pela Coopers & Lybrand [17], pelas seguintes razões:

- não proporciona um comportamento eficiente;

- cobre toda produção termelétrica, não fazendo distinção entre geradores flexíveis e inflexíveis;
- impede a contratação seletiva de geradores termelétricos por geradores hidrelétricos para administrar seus riscos hidrológicos (isso também ocorre por conta do MRE);
- não incentiva os geradores termelétricos a comprar combustível e empregá-lo de maneira eficiente e a assegurar sua disponibilidade nos momentos em que seria mais valiosa

2.4.4 - Fluxo de caixa

O fluxo de caixa das centrais termelétricas existentes, embora continue sendo uma função da tendência hidrológica e do nível de armazenamento dos reservatórios, o período de transição terá seus riscos mitigados pelos contratos iniciais e pela CCC.

Dessa forma, as centrais térmicas existentes estão tendo uma oportunidade para se adaptar às novas regras do mercado, de maneira a fazer a transição para os acordos negociados comercialmente de forma gradual.

2.5 - Proposta de Reforma do Modelo Brasileiro

O novo modelo para o setor elétrico brasileiro que está sendo implantado pelo governo federal, após a consultoria da Coopers & Lybrand [17], apresenta como características principais a desverticalização das empresas e a criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, que será responsável pela comercialização da energia não contratada entre geradores e consumidores (mercado *spot*).

As atividades de comercialização de energia são reguladas atualmente por contratos iniciais (forma particular de contratos bilaterais para as usinas existentes com o intuito de facilitar a transição), os quais serão contratos entre geradores e distribuidores/varejistas. Esses contratos refletem o nível de energia garantida (ou assegurada), baseado no critério vigente no período pré-reforma, ou seja, risco de déficit de 5%. Contratos bilaterais são instrumentos financeiros entre geradores e varejistas ou, de

forma mais geral, entre dois membros do MAE [17] [18], mas não implicam em acesso preferencial para energia. A estrutura do MAE é apresentada na Figura 2.3.

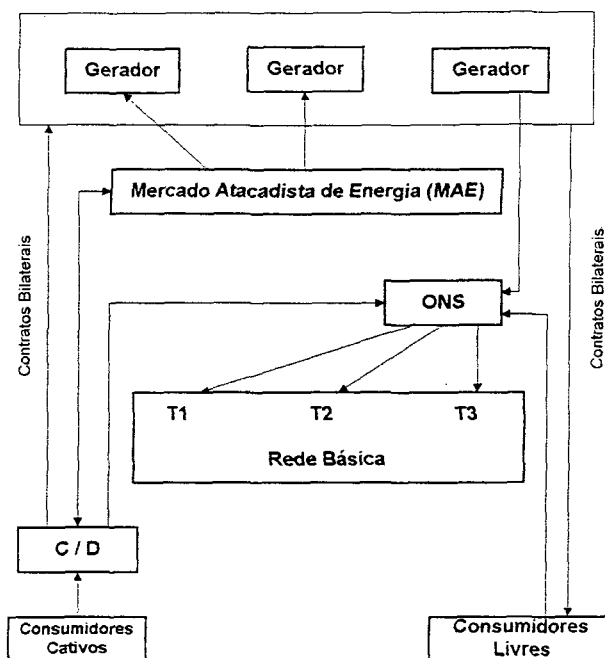


Figura 2.3 – Visão Geral do Mercado Atacadista de Energia

onde:

ONS: operador nacional do sistema;

C / D: comercializadores / distribuidoras.

Os contratos permitem que os agentes do mercado (geradores, consumidores livres, comercializadores e distribuidores) ajustem seus riscos de exposição e reduzam assim as incertezas de preço na negociação de energia a mais longo prazo. Sem contratos, todas as transações de energia seriam estabelecidas ao preço MAE.

Conseqüentemente, é de se esperar que tais agentes estabeleçam contratos bilaterais para o grosso das vendas e compra de energia, atenuando sua exposição à volatilidade do preço spot. Entretanto, seguindo uma decisão comercial cada agente do mercado pode optar por se expor aos preços do MAE para uma parte dos seus negócios de energia.

Os principais objetivos do MAE são:

- estabelecer um preço que reflita, a cada período de comercialização, o custo marginal do sistema;

- proporcionar um mercado no qual os agentes possam negociar sua energia não contratada. Em qualquer período de comercialização, geradores e empresas de distribuição e varejo terão inevitavelmente produção e/ou carga que não correspondem exatamente aos volumes que contratam a longo prazo. O MAE proporciona um mercado em que volumes não contratados de energia podem ser prontamente comprados e vendidos;
- criar um ambiente multilateral em que cada agente possa comercializar sua energia com qualquer outro agente do mercado.

As características-chave do MAE são:

- responsabilizar o ONS pela otimização centralizada do sistema (planejamento operacional, programação e despacho), de forma a operar o sistema ao menor custo;
- permitir que geradores e varejistas negociem parte de sua energia através de contratos bilaterais, que especificarão um preço contratual para um volume fixo de energia;
- estabelecer um volume de pagamentos entre o MAE e os agentes do mercado que dependa do volume de energia não contratada, bem como do preço MAE em vigor.

2.6 - Aspectos Institucionais

Com as mudanças institucionais do setor elétrico, a geração é agora uma atividade comercial que pode ser desenvolvida por investidores privados. A reestruturação do SEB impõe mudanças no relacionamento entre os agentes econômicos, bem como possibilita participação de novos agentes (produtores independentes, co-geradores e consumidores livres).

Em particular, os investidores interessados em geração termelétrica no Brasil podem aplicar capital sob duas formas básicas, conforme exposto a seguir:

a) Autoprodutores

A figura do autoprodutor é bastante antiga e está razoavelmente regulamentada. Nos termos da lei nº 9.074/95 – Lei de Concessões no Setor Elétrico, de 07 de julho de 1995, a implantação de usinas termelétricas com potência superior a 5.000 kW por parte de autoprodutores, exigem autorização, enquanto que termelétricas com potência igual ou inferior a 5.000 kW requerem apenas uma comunicação ao poder concedente.

b) Produtores independentes

A atividade de Produtores Independentes de Energia (PIE) constitui uma das inovações da legislação setorial e foi criada pela Lei 9.074/95 e regulamentada pelo Decreto - Lei nº 2.003/96, de 19 de setembro de 1996. O produtor independente de energia não é visto como um prestador de serviço público (Constituição Federal, artigo 21, Inciso XII), e pode comercializar a totalidade ou parte da energia produzida com concessionários de serviço público e com consumidores finais, com preço definido exclusivamente pelas forças de mercado.

2.7 - Pós-Reforma

O modelo institucional pós-reforma se baseia principalmente na separação entre o produto (energia) e o serviço (transmissão e distribuição) de eletricidade, o que possibilita a competição no âmbito da geração e da comercialização de energia.

Desta forma, a produção e a comercialização são entendidas como um negócio competitivo e não regulado economicamente, enquanto que os serviços de transmissão e distribuição continuam sendo vistos como monopólios naturais, com mudanças regulatórias significativas, quais sejam: livre acesso e regulação econômica de suas atividades [19].

Nesse ambiente, o planejamento comporta três enfoques distintos, quais sejam: sistema elétrico (SE), sistema corporativo (SC) e Mercado Atacadista de Energia (MAE). A nova estrutura de planejamento e os fluxos de informações entre os diversos agentes são apresentados na Figura 2.4.

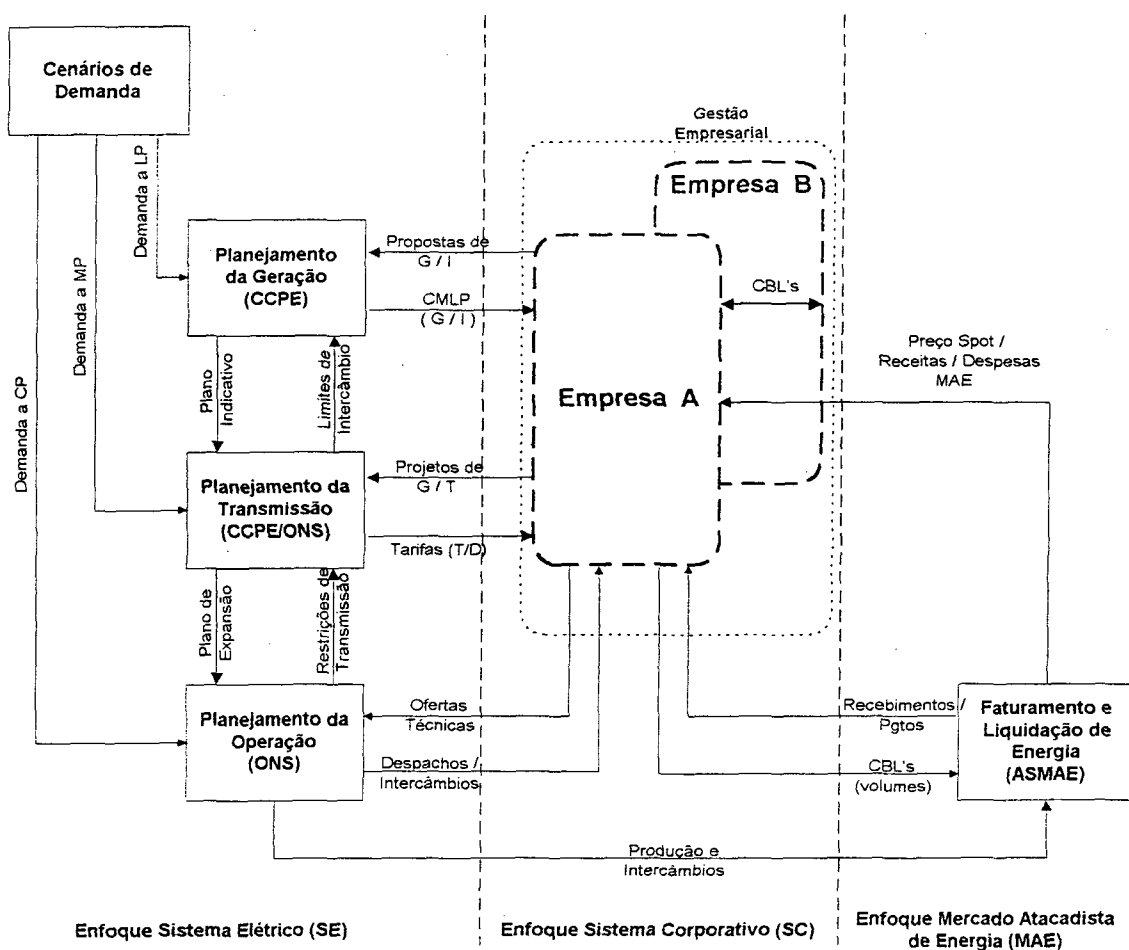


Figura 2.4 – Representação Esquemática da Nova Estrutura do Problema de Planejamento.
onde:

CCPE : Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão;

ONS : Operador Nacional do Sistema.

Esta estrutura salienta as diferentes lógicas que regem o comportamento dos agentes que compõem o enfoque do sistema corporativo e do sistema elétrico. Sob a ótica do SE, o despacho de geração continuará a ser definido de forma similar ao período pré-reforma. Sob a ótica do SC, as empresas buscarão, com graus de liberdade concedidos pela lei, a operação de maior rentabilidade para um dado nível de risco.

Outra característica importante nesta nova estrutura é que o aumento da oferta não está diretamente ligado ao crescimento da demanda, como no modelo pré-reforma, mas sim à evolução dos custos marginais de longo-prazo. Ademais, consumidores que se enquadrarem como “livres” poderão avaliar, segundo uma ótica de mercado, as melhores

opções disponíveis, o que implica num comportamento diferenciado de cada agente do mercado.

A governança do MAE e do ONS, com participação dos agentes setoriais, busca o equilíbrio entre os interesses dos produtores e compradores de energia. Ao mesmo tempo, as decisões de investimento são tomadas por cada empresa sob uma ótica empresarial, e não mais de forma colegiada, como no antigo GCPS.

Sob o enfoque SE, o planejamento da geração e das interligações internacionais são indicativos e os investimentos correspondentes, passam a depender da sua atratividade para os investidores. Conseqüentemente, esse problema é indeterminado no enfoque SE e requer uma nova formulação sob o enfoque SC.

Já as decisões de investimento no sistema de transmissão/distribuição continuam sendo parte do enfoque SE, mas sua efetivação depende também da participação privada, ou seja, depende também do enfoque SC.

Em síntese, o enfoque SC, implícito no modelo pré-reforma, e o paradigma do Planejamento Baseado no Valor – PBV [08], inexplorado no modelo pré-reforma, são agora essenciais para estruturar e solucionar o problema de planejamento no contexto pós-reforma, o que motiva e justifica esse enfoque.

Como mencionado anteriormente, no novo processo, o planejamento da operação será exclusivo do ONS e seguirá a mesma lógica do processo anterior, ou seja, buscar o mínimo custo operacional. Assim, o preço MAE será fixado pelo maior custo de despacho entre todas as usinas flexíveis, reduções declaradas de demanda ou fluxos internacionais na programação *ex-post* sem restrição.

Conseqüentemente, as usinas que se declararem inflexíveis não poderão participar do processo de formação de preço no MAE, pois sua produção estará fora do controle do ONS e não poderá atender às variações de carga no sistema, ou seja, essa forma de operação leva tais usinas ao risco de operar mesmo quando o preço MAE estiver abaixo de seus custos.

Deve-se observar, no entanto, que as regras do MAE permitem ainda que uma terceira classe, denominada “geração termelétrica parcialmente inflexível”, possa ser constituída com unidades que podem especificar um patamar de produção acima do qual a usina poderá ser flexível, o que incentiva operações mais flexíveis da usina e permite um despacho mais econômico.

A energia assegurada de usinas termelétricas inflexíveis existentes (ou seja, que não operem de modo complementar à geração hidrelétrica) será coberta pelos Contratos Iniciais entre geradores e empresas de distribuição e varejo. Os preços dos Contratos Iniciais que cobrem esta energia proporcionarão ao gerador a receita anteriormente obtida pela CCC.

Centrais termelétricas autodespachadas (capacidade menor que 20 MW) estão excluídas da operação integrada ao sistema e ficarão fora do sistema de liquidação do MAE. Tais usinas poderão firmar contratos com seu varejista hospedeiro a preço acordado com a ANEEL, ou, alternativamente, poderão se integrar ao sistema através de cooperativas de geradores térmicos.

O enfoque MAE não tem antecedentes de modelagem no modelo pré-reforma, mas é de fundamental importância para apoiar a modelagem dos enfoques SE e SC.

O sistema de contabilização e liquidação de energia (enfoque MAE) permite um novo processo de contratação através de Contratos Bilaterais e transações efetuadas diretamente no MAE. Nesse ambiente, as ofertas técnicas, embora sujeitas a auditoria por parte do ONS e ANEEL, não serão publicadas.

A liquidação dos fluxos não contratados de energia (à vista) é feita pelo Agente de Contabilização e Liquidação - ASMAE de forma centralizada. Os pagamentos correspondentes aos contratos bilaterais serão feitos diretamente entre as partes contratantes. O ASMAE é uma empresa criada pelos agentes do sistema para comercializar energia no mercado spot, com a função principal de contabilizar e liquidar todas as quantidades de energia contabilizadas que não estejam cobertas por contratos bilaterais registrados ao preço MAE (calculado pelo ASMAE), considerando-se os montantes cobertos pelo MRE, no caso de centrais hidrelétricas.

Ao estado, agora livre da obrigação direta de executar a expansão do sistema elétrico ("transferida" ao setor privado), caberá o desenvolvimento de estudos de inventário e de viabilidade dos projetos hidroelétricos, o planejamento indicativo, as medidas de conservação de energia, e o desenvolvimento da pesquisa tecnológica, entre outras.

O planejamento da geração, de cunho indicativo, utiliza agora uma função de custo do déficit por faixas de mercado, e uma curva de carga com dois patamares, e não mais um nível de garantia prefixado [01]. Com isso, o custo marginal de operação (preço

spot) guiará o atendimento ao mercado e, conseqüentemente, será o novo “racional” da expansão no modelo pós-reforma.

As principais características do problema de planejamento do setor elétrico no período pós-reforma são resumidas na Tabela 2.1, levando em conta os três enfoques mencionados.

Tabela 2.1 - Características do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro

ENFOQUE		CARACTERÍSTICAS
SE	Agentes	ONS, CCPE
	Funções	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Contratar empresas prestadoras de serviços de Transmissão (Rede Básica); ✓ Elaborar planejamento indicativo da geração, interligações internacionais; ✓ Planejar e decidir investimentos no sistema de transmissão (Rede Básica); ✓ Despachar a geração centralizado; ✓ É responsável somente pela gestão operacional do sistema. Não atua na parte de comercialização de energia.
	Objetivos	✓ Minimizar custos operativos do sistema
SC	Agentes	Empresas de Geração / Comercialização (G / C).
	Funções	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gestão da empresa; ✓ Decisões de investimento em G / C; ✓ Contratos e arranjos comerciais.
	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Buscar operação de maior rentabilidade; ✓ Minimizar riscos do negócio.
MAE	Agentes	ASMAE
	Funções	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Contabilizar e liquidar energias não contratadas; ✓ Estabelecer o preço <i>spot</i> (curto prazo).
	Objetivos	✓ Comercialização multilateral de energia entre os agentes do mercado à vista.

2.8 - Situação das Novas Térmicas

2.8.1 - CCC

A Lei Nº 9.648, de 27 de Maio de 1998, o Art. 11 determina que “as usinas termelétricas, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados que iniciarem sua operação a partir de 6 de fevereiro de 1998, não farão jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica, prevista no inciso III do art. 13 da Lei no 5.899, de 5 de julho de 1973”.

Diante da limitação imposta pela Lei Nº 9.648, as termelétricas não contarão com o rateio de ônus e vantagens disponíveis até então. Em consequência, a modelagem proposta no capítulo 5 deste documento não incluirá a influência deste mecanismo pelas razões a seguir:

- As centrais termelétricas objeto da tese usam o gás natural, cuja participação na matriz energética brasileira vem sendo incentivada pelo governo brasileiro, através da importação de gás da Bolívia e da Argentina; assim, é razoável a supor que tais centrais não entrarão em operação antes da data estipulada pela lei;
- Ademais, como esses projetos de geração implicam no aporte de capital privado, a análise de risco e até mesmo a própria definição com respeito à regulação do novo mercado ocasionam um prazo de maturação mínimo, reforçando a idéia de exclusão pelo prazo estipulado pela lei para participação da CCC.

2.8.2 - Contratos Iniciais

Os contratos iniciais visam facilitar a transição de um regime de preços regulados para um ambiente competitivo. Assim os geradores e varejistas poderão se familiarizar com a operação da MAE e fazer uma transição gradual para acordos negociados comercialmente. Os contratos iniciais visam também preservar o equilíbrio econômico financeiro dos contratos pré-existentes, além de assegurar um fluxo de caixa de baixo risco como atrativo para facilitar a privatização das geradoras. Novos geradores são inseridos

diretamente no mercado competitivo, podendo mitigar seus riscos via contratos bilaterais. O processo de transição para o mercado competitivo de geração é sintetizado na Figura 2.5.

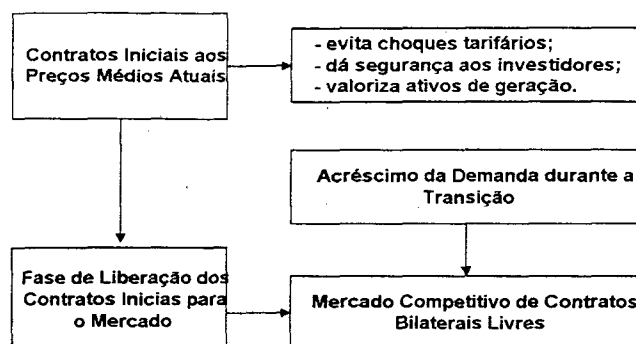


Figura 2.5 – Transição para o Mercado Competitivo na Geração

2.9 - A Formulação do Problema de Planejamento Corporativo

Com a reforma setorial, passa a vigorar um novo processo de contratação, de maneira que a gestão das empresas de energia elétrica passa a ter um cunho comercial, e o planejamento empresarial (enfoque SC) passa a se diferenciar do planejamento setorial (enfoque SE).

No enfoque SC o problema de planejamento se diferencia do enfoque SE, pois não tem como objetivo minimizar os custos operativos do sistema, mas sim, maximizar o lucro associado a cada empresa individualmente.

O planejamento corporativo, ilustrado na Figura 2.4, destaca a estrutura do problema de planejamento empresarial e os fluxos de informação daí decorrentes. O problema de planejamento global, por sua vez, poderá ser decomposto em dois subproblemas, como ilustrado na Figura 2.6: Gestão Estratégica e Gestão Técnico-Econômica.

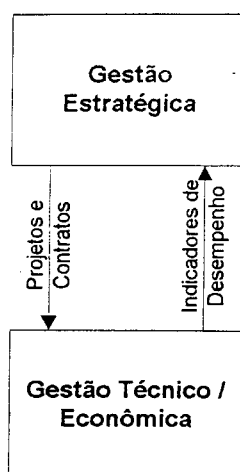


Figura 2.6 - Visão Interna da Empresa de Geração Termelétrica

Nesta representação, os planejamentos estratégicos e operacionais (técnico/econômico) apresentam uma separação funcional (intra-muros), mas não necessariamente organizacional.

O subproblema de gestão estratégica abrange questões, tais como: decisões de investimento (taxa de retorno) e de financiamento (proporção de capital próprio e de terceiros). O subproblema de gestão operacional envolve a operação técnica / comercial da planta e a gestão econômica – financeira de curto prazo. Embora qualquer empresa de geração/comercialização possa ser representada no problema de planejamento corporativo, este trabalho enfocará exclusivamente os aspectos relacionados a uma empresa geradora em ambiente competitivo. Como uma companhia de geração tem como objetivo produzir eletricidade e vendê-la com o máximo lucro, o problema de planejamento passa ser formulado da seguinte forma:

“Dados diversos cenários de evolução do preço futuro do mercado (CMO / preço *spot*); formular estratégias que permitam maximizar o retorno esperado ao longo do período de planejamento, levando-se em consideração as restrições técnicas e regulatórias relevantes”.

2.9.1 - Investimento em Geração

Sob a ótica do investidor privado os projetos termelétricos são, em geral, bastante atrativos, pois se tratam de empreendimentos de curto prazo de maturação e facilmente

financiáveis [14]. Como em qualquer empreendimento industrial, os prazos de montagem e de início de operação também são de grande importância, o que beneficia a opção termelétrica em comparação com a hidroelétrica, seja pelo impacto das restrições ambientais, seja pelas distâncias do centro consumidor no caso de aproveitamentos de médio ou grande porte. Na Tabela 2.2, apresentam-se alguns fatores que favorecem projetos termelétricos em relação aos hidrelétricos.

Tabela 2.2 – Comparação entre Usinas Termelétricas e Hidrelétricas (Grande Porte)

Aspectos	Termelétricas	Hidrelétricas
Requisitos de Investimentos	Menor	Maior
Tempo para entrada em Operação	Menor	Maior
Suprimento de Combustível	Controlável	Aleatório
Flexibilidade de Localização	Maior	Menor
Tempo de Retorno de Investimento	Menor (10-15 anos)	Maior (30 anos)
Risco de Execução	Menor	Maior

Dada a maior atratividade da geração termelétrica para os investidores privados, apresentam-se a seguir as opções de operação das centrais termelétricas no novo modelo de mercado do setor elétrico brasileiro.

2.9.2 - Possibilidades de Operação da Geração Termelétrica no Mercado

A grande capacidade de regularização dos reservatórios do sistema hídrico brasileiro, aliada à interligação elétrica das usinas, possibilita a gestão otimizada dos recursos hídricos. Desta forma, o sistema, operado de forma integrada, proporciona um aumento da eficiência global, através da programação conjunta das usinas hidrelétricas.

Adicionalmente, devido à grande quantidade de energia secundária – energia com garantia inferior a 95% - disponível no sistema, a operação das térmicas viabiliza-se de forma complementar ao parque hídrico, criando, desta maneira, duas formas distintas de operação da geração térmica, quando integrada ao sistema hidroelétrico:

- geração termelétrica flexível: unidades destinadas a gerar de forma complementar à geração hidrelétrica. Na prática, como operam apenas durante períodos mais secos

ou onde houver desequilíbrios de natureza estrutural (falta de investimento), tais usinas devem receber remuneração suficiente para cobrir seus custos fixos, quando não operam, e seus custos variáveis, nos períodos em que são despachadas.

- geração termelétrica inflexível: unidades destinadas a operar na base da curva de carga, ou seja, assumem uma parcela fixa da energia demandada pelo sistema.

2.9.3 - Interfaces Setoriais

A gestão de empresas geradoras em ambientes competitivos requer, como antecedente para a formulação de estratégias, uma análise do ambiente de negócios, como descrito a seguir, tomando como base o modelo de Porter [20] muito usado na análise da competitividade de indústrias. A Figura 2.7 resume os elementos que compõem o ambiente competitivo de uma empresa de geração termelétrica a gás natural.

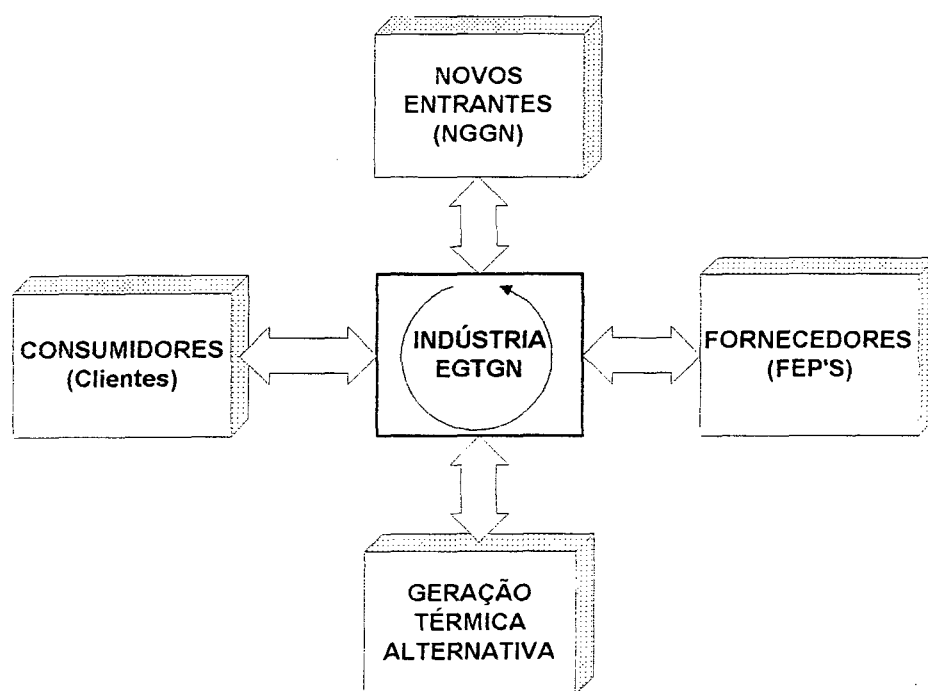


Figura 2.7 - Análise da Indústria de Geração Termelétrica a Gás Natural.

onde:

EGTGN: Empresa de geração termelétrica a gás natural;

FEP's: Fornecedor de energia primária;

NGGN: Novos geradores a gás natural.

Na análise da indústria, observa-se que o espectro de decisões é diversificado e depende não somente de aspectos técnicos, mas também de fatores econômicos e financeiros. Conseqüentemente, a tomada de decisão depende também do ambiente externo, o qual é composto pelos consumidores, fornecedores, novos entrantes e geração térmica alternativa, conforme discutido a seguir.

Nesse modelo da indústria, os consumidores representam os agentes do setor de energia elétrica (mercado *spot*, consumidores livres, distribuidores e/ou comercializadores) com os quais a empresa de geração pode negociar sua produção e/ou adquirir recursos. A tomada de decisão da EGTGN relacionadas ao preço e ao percentual de energia a contratar bilateralmente, representam um problema complexo, como apresentado no capítulo 3.

Os fornecedores representam as relações e influências sofridas pela EGTGN com as empresas de gás natural, denominadas de GÁS-CO. Os contratos firmados com o setor de gás natural estabelecem o preço, o montante de gás e a flexibilidade de consumo, ou seja, define o grau de liberdade com que a empresa pode gerenciar seus insumos. Tais aspectos apresentam, portanto, influência significativa no desempenho empresarial da EGTGN (agente de geração), conforme será apresentado no capítulo 5.

Os novos entrantes representam a possibilidade de inserção de novos agentes geradores. Tais agentes podem representar não só uma ameaça direta à EGTGN, devido a fatores tecnológicos e contratuais, mas poderão também influenciar o CMO e, através deste, afetar o meio ambiente externo (previsões de comportamento do mercado) e interno (estratégias de atuação) à própria empresa.

Uma ameaça adicional, associada aos novos agentes de geração que utilizem o gás natural como insumo (NGGN), diz respeito ao impacto que ocasionariam na demanda e na capacidade de negociação da empresa com o setor de gás. A modelagem do problema de interface com o setor de GN é realizada no capítulo 3, e possibilita a completa caracterização do ambiente competitivo de um agente de geração termelétrico a gás natural.

Finalmente, a geração térmica alternativa representa a competição das fontes alternativas de energia, tais como centrais a óleo, a carvão, eólica, solar, etc. Apesar desse trabalho tratar especificamente do uso do GN como insumo para geração térmica, apresenta-se no anexo B uma análise comparativa das demais fontes alternativas disponíveis no contexto brasileiro.

2.10 - Modelo Conceitual

Delineado o problema de gestão de uma empresa de geração termelétrica a gás natural, propõe-se a seguir um modelo para analisar as consequências das políticas operativas e de alocação de recursos adotados pela empresa. Este modelo permite relacionar políticas operativas com suas implicações financeiras, levando em consideração as limitações técnicas da planta de geração. Para isso, o modelo foi estruturado em três módulos principais, como ilustrado na Figura 2.8 e analisado a seguir.

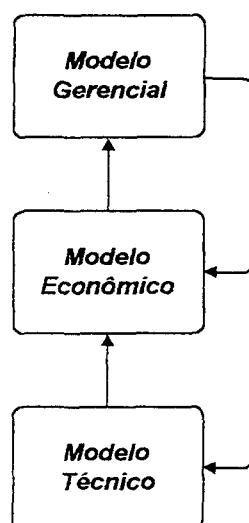


Figura 2.8 – Modelo conceitual para análise técnico, econômico e estratégica de uma empresa de geração térmica

O módulo técnico determina a capacidade de geração de um sistema hidrotérmico composto por uma central hidrelétrica e uma central termelétrica a gás natural. Leva em conta as restrições operativas tanto da central hidro (operação do reservatório e vazão defluente mínima) como da central termelétrica (taxa de tomada de carga e limites mínimo e máximo de geração).

O módulo econômico utiliza os resultados fornecidos pelo módulo técnico (consumo de gás e energia gerada) para determinar o resultado econômico (tarifas, juros, amortização da dívida, pagamentos de serviços e combustível, etc.) da alternativa analisada.

O módulo gerencial, por sua vez, com base nas informações fornecidas pelo módulo econômico, avalia as estratégias empresariais propostas e permite a

implementação/modificação de estratégias que podem afetar os módulos técnico e econômico ou somente o módulo econômico.

2.11 - Aspectos de Implementação

É importante observar que a constante pressão exercida pelo ambiente competitivo sobre as empresas de geração exige o uso combinado de métodos qualitativos e quantitativos. Deste modo, os modelos de planejamento, no enfoque SC, devem ser capazes de incorporar, numa mesma estrutura, tanto os aspectos operacionais (central geradora) quanto os comportamentos estratégicos (competição no mercado de energia e de gás) em nível gerencial.

Nesse contexto, Pidd [21] apresenta duas abordagens distintas, mas sinérgicas, para a modelagem de sistemas empresariais: a abordagem *hard*, a qual procura a resolução de problemas através de uma maneira sistematizada, e a abordagem *soft*, a qual procura enriquecer a compreensão de uma determinada situação sem se preocupar diretamente com a resolução de um suposto problema. A abordagem *Hard* comporta três técnicas de modelagem: Programação Linear (ou Programação Matemática, no caso geral), Simulação Computacional e Métodos Heurísticos. A abordagem *soft* abrange quatro técnicas: Dinâmica de Sistemas, Metodologia de Sistemas *Soft* (*Soft System Methodology*), mapeamento cognitivo e SODA (*Strategic Options Development and Analysis*).

Nessas condições, o modelo proposto foi implementado através da técnica de Dinâmica de Sistemas (DS), pois permite modelar tanto os aspectos qualitativos quanto os quantitativos.

Dessa forma, Dinâmica de Sistemas é uma técnica adequada para estudar o comportamento de uma empresa de geração em ambiente competitivo, pois permite modelar tanto as políticas e decisões quanto a estrutura da empresa, que se inter-relacionam para influenciar o crescimento e a estabilidade da empresa.

Alguns dos principais pontos favoráveis à modelagem via DS são:

- possibilita tratar aspectos de longo e curto prazo num mesmo modelo;
- facilita o tratamento de relações complexas e não - lineares;
- facilidade com que os efeitos de políticas alternativas podem ser testadas;

- possibilita representar variáveis de decisão, sociais e do meio-ambiente;
- facilidade na forma de apresentação dos resultados.

A modelagem via Dinâmica de Sistemas foi desenvolvida por Jay W. Forrester, em meados de 1968, e utiliza conceitos de gestão, teoria de sistemas de controle, e de simulação computacional. Segundo Forrester (1961) [22], os modelos mentais, usados na gestão tradicional, permitem incorporar informações oriundas de observações e experiências, mas apresentam algumas limitações:

- são inadequados para selecionar a informação relevante e apropriada ao contexto do problema;
- sem uma estrutura formal, as hipóteses associadas aos modelos mentais não estão bem reconhecidas e estão sujeitas a mudanças no espaço e no tempo;
- a mente humana é imprecisa em estabelecer as consequências (dinâmica).

A teoria de sistemas de controle e o conceito de realimentação ajudam a contornar as duas primeiras desvantagens, e a simulação computacional permite estabelecer as consequências dinâmicas das decisões gerenciais, encontrando assim, melhores formas de operar os sistemas.

2.12 - Considerações Finais

Embora duas formas de “comercialização” de energia estejam atualmente disponíveis – a contratação bilateral e a compra diretamente do mercado *spot* de eletricidade – há uma clara tendência para contratos de longo prazo, visando mitigar o risco de exposição do gerador ao preço *spot*.

No ambiente de negócios pós-reforma, o setor elétrico pode ser visto sob dois prismas distintos; como segue. O primeiro reflete a ótica do sistema interligado, buscando a minimização do custo operativo global e a maximização da eficiência setorial, tendo como agente principal o ONS. O segundo reflete os interesses dos investidores, que visam a maximização do valor das empresas.

Esse novo arranjo institucional demanda, portanto, a implementação de um conjunto de regras e procedimentos legais, que estimulem a competição entre os agentes de forma clara e sem discriminação, os quais deverão ainda ser definidos pelo agente regulador do sistema.

Baseado nestes aspectos, o uso de metodologias que permitam a modelagem aspectos qualitativos e quantitativos se torna necessário, tendo em vista as novas modalidades de negócios que estão ocorrendo na produção e na comercialização de energia.

3. Capítulo - Sub-Problema de Gestão Estratégica

No presente capítulo, apresenta-se o problema de gestão estratégica de centrais termelétricas e formula-se o problema de decisão de uma empresa geradora com uma planta operando em diferentes níveis de integração ao sistema.

3.1 - Introdução

Na nova estrutura setorial, a geração é uma atividade industrial que pode ser realizada através da figura do Produtor Independente de Energia (PIE). O desempenho empresarial de um PIE depende de uma avaliação correta das opções de negócios disponíveis. A avaliação das opções de negócios, por sua vez, se fundamenta em previsões sobre o comportamento futuro, portanto incerto, de diversos fatores técnicos, econômicos e regulatórios. Daí a importância de se fazer uma prévia avaliação dos fatores de incerteza e de seus potenciais efeitos sobre as previsões, que orientam a gestão estratégica e definem o nível de risco envolvido nas decisões de investimento do PIE e na gestão técnico-econômica da planta de geração.

No caso de decisões de investimento, o PIE deve avaliar não só a competitividade do seu projeto, frente às alternativas de competidores, mas também os riscos decorrentes dos arranjos de mercado e regulatórios vigentes. Além do mais, há incertezas com relação à evolução do preço *spot*, que depende de muitos fatores mas guarda forte correlação com o estoque de água, e à própria evolução do MAE, cujos efeitos podem ser atenuados via acordos comerciais de longo prazo. Um acordo comercial de longo prazo, no entanto, depende de quanto contratar e a que preço. Outro fator de incerteza importante, no caso de centrais termoeletricas a gás natural, é a taxa de câmbio, que afeta tanto o custo dos equipamento quanto o custo do combustível.

Entre os fatores que afetam a gestão técnico-econômica de uma planta geradora, destaca-se a inflexibilidade dos contratos de fornecimento de gás natural (*take-or-pay*), que levará as centrais termoeletricas a operar na base da curva de carga, se não puderem comercializar o gás não usado na geração de eletricidade. Dada a predominância hidroelétrica no sistema brasileiro, esta forma de operação tende a reduzir a competitividade e, portanto contribuir para aumentar o risco comercial destas centrais, na

medida em que não possam gerar de forma a complementar à produção hidroelétrica. A inflexibilidade dos contratos afeta também o risco sistêmico, na medida em que promove o uso inadequado dos recursos energéticos (vertimentos turbináveis excessivos em condições hidrológicas favoráveis, p. ex.).

A análise anterior, embora sucinta, remete às seguintes constatações:

- Complexidade do sub-problema de gestão estratégica, por envolver múltiplas variáveis estratégicas e complexos mecanismos de realimentação (decisões de investimento afetam os preços, que por sua vez se refletem nos contratos que viabilizam, ou não, as próprias decisões de investimento, p. ex.). Esta característica do problema pode ser melhor visualizada sob a forma de um Diagrama de Laço Causal (DLC), apresentado na seção 3.2.1
- Múltiplas interfaces do sub-problema de gestão estratégica, das quais as principais, para a presente análise, são detalhadas na seção 3.1.1.

3.1.1 - Sub-problema de Gestão Estratégica: Interfaces

Os setores que exercem influência sobre a gestão estratégica de uma UTE a GN, são representados na Figura 3.1.

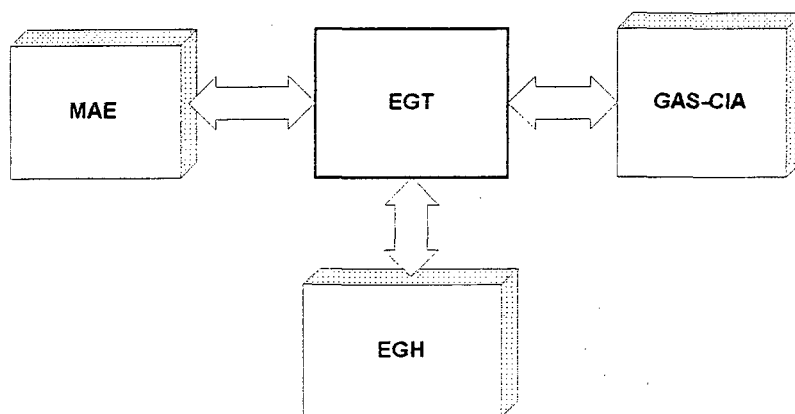


Figura 3.1 – Interfaces setoriais

onde:

MAE : Mercado atacadista de energia;
GAS-Cia : Companhia de gás;
EGH : Empresa de geração hidrelétrica;
EGT : Empresa de geração termelétrica.

O setor de gás como fornecedor de energia primária (FEP), tem influência direta sobre a política comercial da EGT, tanto no estabelecimento de contratos bilaterais *versus* operação no mercado *spot* como na possibilidade de relocação do gás a consumidores-pulmão.

O processo de fornecimento do setor de gás assemelha-se ao do setor elétrico. O armazenamento de gás é conceitualmente similar ao armazenamento de água e, na ausência de restrições operacionais, as fontes de gás são despachadas em ordem de custo. O fluxo de gás nos gasodutos é equivalente à transmissão e distribuição no setor elétrico, e as receitas da indústria de gás se originam tanto nas vendas de gás quanto no transporte. Em linhas gerais, o funcionamento do setor de gás pode ser descrito como segue:

- o despacho é baseado na capacidade de entrega da indústria de gás natural, a qual depende não somente das reservas de gás, mas também da capacidade de distribuição de gás. Pode basear-se ainda em outros critérios, tais como “capacidade restante combinada com opção de preço fornecida por um mercado *spot* de gás”. [25]
- O preço do combustível associado aos custos de O&M formam os custos totais no mercado atacadista de gás: o custo total determina o preço *spot* do gás e afeta a demanda de cada produtor e/ou gasoduto.
- O suprimento de gás está baseado em um *mix* de contratos endógenos ou exógenos contendo, como no setor elétrico, preços de energia e demanda tanto para o transporte quanto para o suprimento de gás.

Um diagrama global para o setor de gás, tomando como base as observações anteriores e a referência [25] é ilustrado na Figura 3.2 e compreende sete sub-sistemas, interligados em termos de fluxos de recursos e de fluxos de informações.

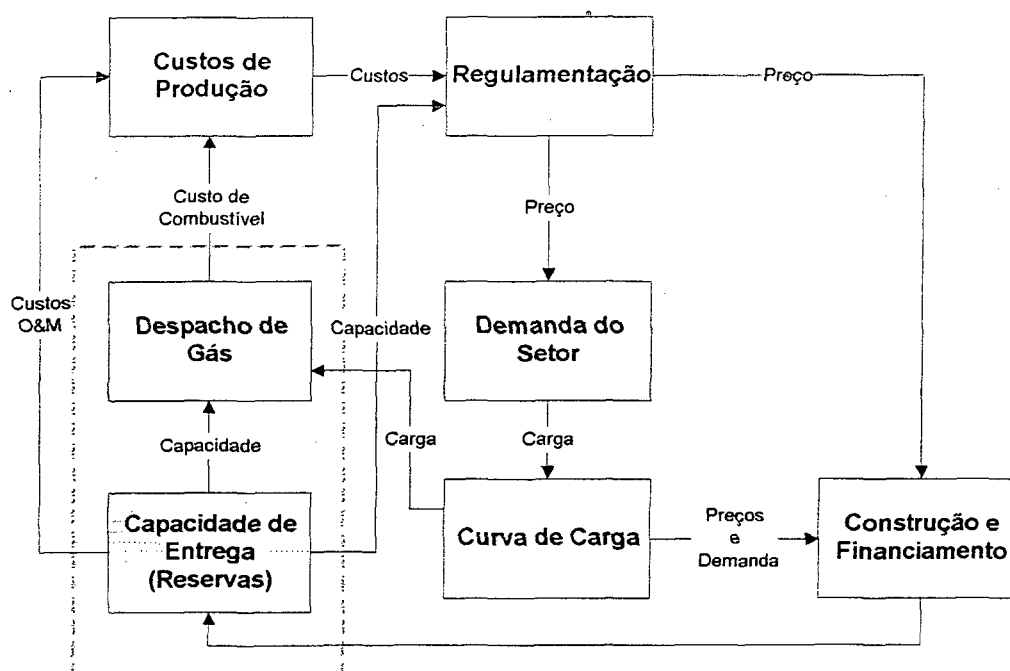


Figura 3.2 – Estrutura do Setor de Gás Natural

Desta forma, a dinâmica do setor de gás, sob o ponto de vista do PIE, será representada, neste trabalho, pelas variáveis “Capacidade de Entrega” e o “Despacho de Gás”, como pode ser observado na região pontilhada da Figura 3.2.

O preço *spot* do gás será considerado uma variável exógena no modelo, assim como a capacidade de entrega e suas ampliações.

O relacionamento do PIE com o MAE e a EGH depende do nível de integração da planta de geração em relação ao sistema elétrico, que pode ser descrito como segue:

- EGT isolada do sistema: caso em que a EGT atende a um consumidor cativo ou grupo de consumidores, de forma isolada ou com exclusividade (auto-produção, p. ex.). Nesse caso, o despacho da EGT depende apenas da curva de carga do(s) consumidor(es);
- EGT integrada com EGH: caso em que a EGT opera em conjunto com pequena(s) central(ais) hidro no atendimento exclusivo a um consumidor ou grupo de consumidores não participantes do sistema interligado. Nesse caso, o despacho da EGT é coordenado com o da planta hidroelétrica;
- EGT integrada ao sistema interligado: quando a planta é despachada centralmente pelo ONS.

Deve-se observar que nos níveis de integração “a” e “b” as regras operativas não precisam ser definidas em função da operação do sistema eletro – energético interligado. As usinas classificadas nessa modalidade seriam aquelas em que a liberdade operativa, em função do pequeno porte, por exemplo, não interfere na operação otimizada do sistema interligado, apesar de, eventualmente, existirem interligações elétricas ou dependências hidrológicas.

Além dos setores elétrico e de gás, o setor financeiro também influencia o desempenho de uma EGT, através da estrutura de capital (capital próprio e/ou de terceiros – CP / CT) da EGT, bem como pela política de remuneração dos acionistas. Em síntese, a gestão de uma EGT compreende três enfoques (física, energética e financeira), como ilustrado na Figura 3.3.

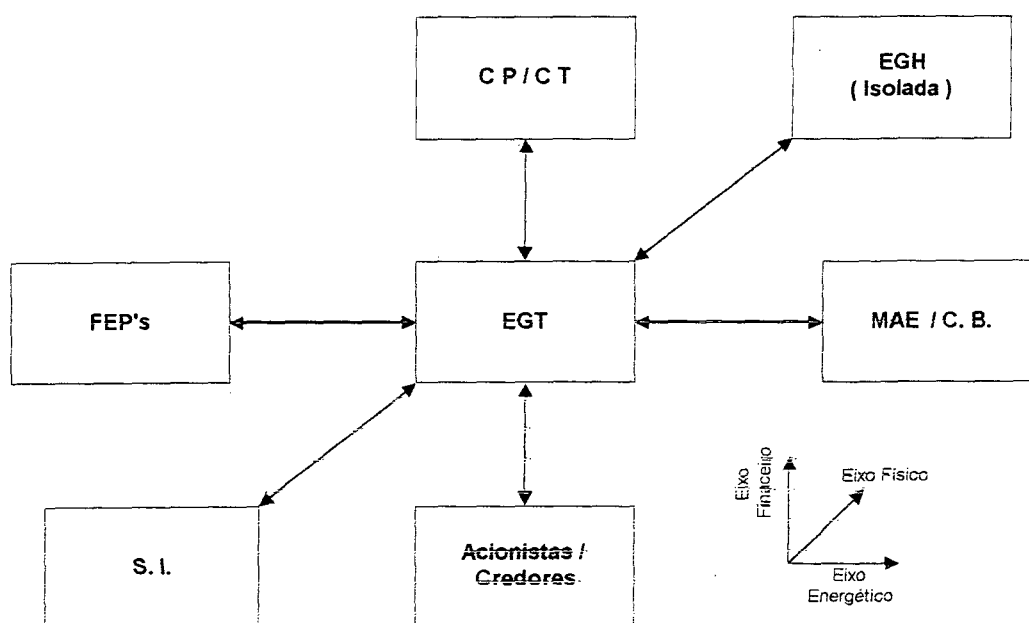


Figura 3.3 – Prisma para tomada de decisão da gerência de uma EGT

O assim denominado “Eixo Físico” identifica os diferentes níveis de integração da EGT com o sistema, desde uma usina isolada até sua total integração ao sistema interligado. O “Eixo Energético” parametriza o nível de contratação da energia assegurada da UTE, desde zero (toda energia comercializada no MAE) até 100% (toda energia comercializada via contrato bilateral). O Eixo Financeiro parametriza a relação CP/CT, de zero a 100%. Nesse trabalho, admite-se que a estrutura de capital é de 70/30 e a taxa interna de retorno média é de 15% a.a.

3.1.2 - Estrutura do Sub-problema de Decisão Estratégica

Analizado o problema sob os enfoques físico, energético e financeiro, o problema de gestão estratégica envolve três tipos de decisão: (a) a Decisão de investimento: associada à atratividade do negócio e às taxas de retorno esperadas pelo investidor, as quais deverão levar em conta o nível de risco do negócio da EGT. (b) a Decisão de financiamento: relacionada à estrutura de capital no financiamento do projeto. (c) Decisão de suprimento: relaciona-se com o contrato de combustível (estimado a partir do nível de integração da central e dos riscos associados à sua operação), e com o nível de contratação bilateral.

As variáveis de decisão associadas a cada um desses subproblemas são apresentadas na Tabela 3.1, resumidamente, juntamente com algumas opções e os parâmetros característicos associados.

Tabela 3.1 – Problemas de decisão associados a cada interface

Descrição do Problema	Tipo de Decisão	Parâmetro(s) Característico(s)
FEP's	Compra de combustível	Preço e volume
MAE / CB's	Comercialização de energia	Preço e quantidade
Acionista / Credores	Dividendos	Índice de <i>payout</i>
EGH / SI	Intercâmbio	<i>Hedging</i>
Mercado Financeiro / <i>Holding</i>	Financiamento	% CP / CT

O índice de *payout* define a relação entre o lucro retido na empresa e os dividendos pagos. A relação CP/CT reflete a política de financiamento da empresa.

As decisões de investimento e de financiamento devem refletir as taxas de retorno almejadas pelo investidor e a relação CP/CT do empreendimento. Como o presente trabalho objetiva analisar o desempenho operacional da empresa, as decisões relacionadas ao eixo financeiro serão baseadas em parâmetros constantes. As decisões associadas aos aspectos de suprimento devem levar em consideração os níveis de integração da EGT ao sistema e tem as seguintes implicações:

– EGT isolada

Nesse estudo, a EGT se relacionaria apenas com os FEP's. Como neste caso, por hipótese, a EGT é dedicada a apenas um consumidor ou grupo de consumidores em

conjunto, sua demanda é garantida e, conseqüentemente, seus riscos em relação à demanda são nulos¹. A decisão a este nível de integração diz respeito apenas ao montante de gás a ser contratado. Uma vez que se pode estimar com precisão o montante de gás, é possível firmar contratos firmes em relação ao consumo diário e, em contrapartida, obter preços mais acessíveis de gás com os FEP's. Como o preço / volume de gás contratado deve levar em consideração o preço futuro do gás no mercado *spot*, há um risco associado ao comportamento do preço futuro no mercado *spot* de gás natural, ou seja, se o preço do gás no momento da compra estiver alto haverá um aumento do custo de geração e conseqüente diminuição da receita da empresa. Caso contrário, poderá haver um aumento da receita, se o preço do gás ficar abaixo do valor contratado.

– EGT integrada com EGH

Neste caso, por hipótese, a EGH operaria de forma isolada do sistema (PCH's, p.ex.). Supondo-se a proporção $\frac{EGH}{EGT} \approx 1$, a EGT poderia ser utilizada na modulação da curva de carga, sempre que seus custos fossem menores do que os valores d'água, pois as turbinas a gás apresentam uma taxa de tomada de carga (TTC), em torno de 10 a 20 minutos.

O montante de gás a ser contratado nesta situação dependeria tanto da curva de demanda quanto da disponibilidade de água da EGH, o que inclui um fator de incerteza adicional ao problema.

– EGT integrada ao sistema interligado

Nesse caso, a operação da EGT dependerá do Custo Marginal de Operação (CMO) e sua exposição ao mercado *spot* apresenta um risco adicional (possibilidade de preços baixos), que deve ser gerenciado via contratos bilaterais firmados com possíveis clientes (EGH, concessionárias, distribuidoras ou consumidor livre). Como as incertezas de geração e de demanda se refletem no consumo de gás natural, a decisão estratégica envolve neste caso tanto os contratos de gás quanto os contratos de eletricidade.

Assim colocado, o problema de gestão estratégica comporta um espaço de decisões obtido pelas possíveis combinações das decisões de financiamento, de

¹ A menos do risco de crédito, que supõe-se para fins desse trabalho, nulo.

comercialização de gás e eletricidade, que definem a região de viabilidade para o sub-problema de gestão estratégica da EGT, como ilustrado na Figura 3.4.

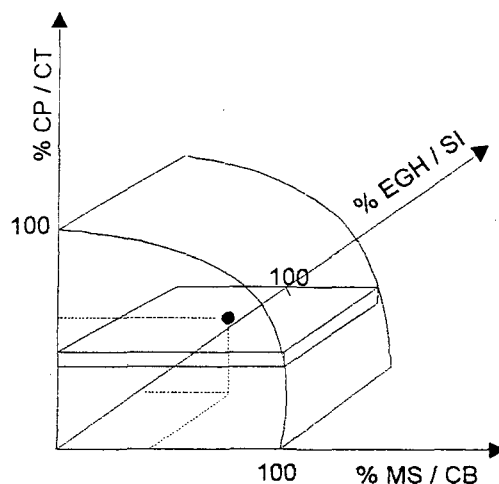


Figura 3.4 – Sub-Problema de Gestão Estratégica: Espaço de Decisões

onde:

CP / CT: relação capital próprio / capital de terceiros;

MS / CB: relação mercado *spot* / contratos bilaterais;

% EGH / SI: relação de integração da EGT no sistema.

3.1.3 - Metodologia para Solução do Sub-Problema de Gestão Estratégica

A solução do sub-problema de gestão estratégica, dada sua complexidade, requer a sua decomposição em sub-problemas, de menor complexidade, para os quais há metodologias de solução bem estabelecidas e disponíveis na literatura técnica.

3.1.4 - Análise do Problema de Decisão

Tendo em vista a complexidade do problema de gestão estratégica, pode-se decompor este problema usando-se o conceito de “feedback”, como ilustrado na Figura 3.5.

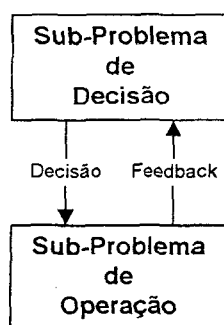


Figura 3.5 – Estrutura do problema de decisão

O sub-problema de decisão compreende o espaço de estados formado pelas possíveis decisões de investimento, de financiamento, de comercialização de gás e de eletricidade, como explicitado na Figura 3.4.

O sub-problema de operação representa o processo de adaptação das decisões estratégicas à medida que as incertezas de preço, de volume, hidrológicas e outras vão sendo resolvidas, de modo a assegurar que os objetivos básicos da gestão estratégica (maximizar rentabilidade e/ou minimizar riscos) sejam atingidos, dinamicamente.

A resolução de incertezas envolve a obtenção sistemática de informações, através de análises do ambiente externo e do ambiente interno à empresa, incluindo uma avaliação do comportamento estratégico dos competidores e dos padrões decisórios dos agentes integradores (operador do sistema e regulador do mercado).

O processo de transformação de informação em ação (Processo de Tomada de Decisão, segundo Forrester [22]) é, por sua vez, controlado pelas políticas empresariais, explícita ou implicitamente.

A resolução do sub-problema de operação depende, portanto, da interação entre as decisões tomadas num certo instante e das condições ambientais (ambiente de negócio / hidrologia) prevalentes no momento da implantação da decisão. Como geralmente há um atraso nesse processo, o resultado da operação (ação) difere do almejado na etapa de decisão, daí a necessidade de realimentação (*feedback*) indicada na Figura 3.5, para minimizar, ao longo do tempo “os erros” acumulados na gestão. A realimentação serve também para corrigir eventuais distorções na percepção dos decisores (racionalidade limitada, segundo Simon).

O sub-problema de decisão operativo, por sua vez, pode ser decomposto em subproblemas especializados, tais como o técnico, o financeiro e o comercial, conforme esquematizado na Figura 3.6.

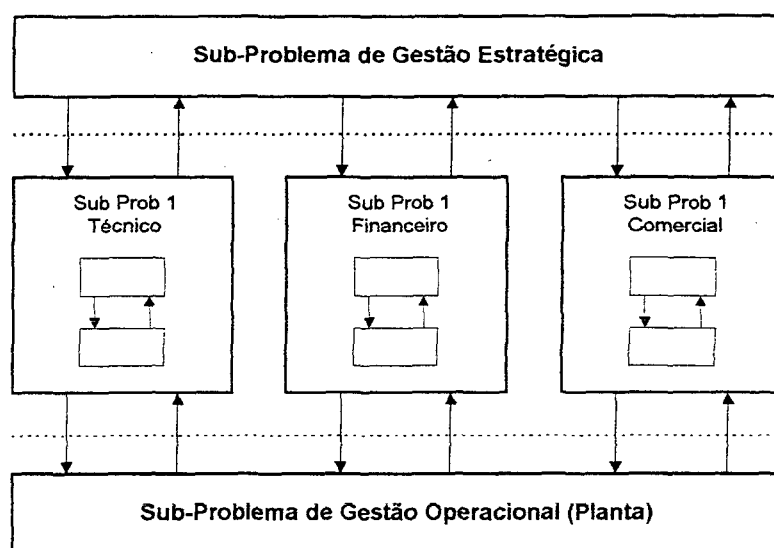


Figura 3.6 – Estrutura do Problema de Gestão Empresarial

Os subproblemas especializados, uma vez definidas as decisões estratégicas (nível hierárquico superior) e as características da planta geradora (nível hierárquico inferior) passam a ser problemas bem estruturados e passíveis de solução via técnicas de programação matemática. Observa-se, no entanto, que o problema de gestão estratégica, como um todo, é um problema semi-estruturado, na medida em que os processos decisórios, no nível hierárquico superior, mantêm suas características de racionalidade limitada / informação imperfeita. Isso se explica se considerarmos que o decisor enfrenta, a cada momento, “uma árvore de decisão” dinâmica, que evolui de forma não-previsível, pela ação contínua dos múltiplos agentes de mercado e por intervenções eventuais não previsíveis, do agente regulador (em parte por pressão também dos agentes de mercado) e do agente operador do sistema.

Nessas condições, e dada à inexistência de um “histórico” de mercado, é impossível aplicar qualquer técnica de otimização convencional. Restam, portanto, como alternativas de solução, as técnicas heurísticas e as de simulação.

As técnicas heurísticas, desenvolvidas no âmbito da IA (Inteligência Artificial), e em particular as que aplicam conceitos de redes neurais artificiais (ANN) têm sido bastante

estudadas e contam já com uma extensa gama de aplicações na área de sistemas elétricos. No entanto, a literatura indica que a maior parte (se não a totalidade) das aplicações publicadas se restringe a horizontes de muito curto-prazo (24 h a alguns meses), o que obviamente não é o caso no problema de gestão estratégica, cujo horizonte varia de 5 (cinco) anos (em função da política operativa do sistema elétrico) até 12 (doze) anos ou mais (em função dos prazos de maturação e dos tempos médios de retorno dos investimentos).

Resta, portanto, a técnica de simulação dinâmica, como ferramenta flexível e que permite o aprendizado, quando implantada de forma adequada.

No que segue, descreve-se o processo de análise ambiental que subsidia a identificação das variáveis estratégicas do problema de gestão empresarial.

3.2 - Análise Ambiental

A análise ambiental tem por objetivo subsidiar a formulação das estratégias empresariais e avaliar o ambiente de negócios da empresa. Tal avaliação visa identificar as ameaças e oportunidades para a empresa, realizando o que se chama, na prática, de “inteligência competitiva”.

Segundo Quinn [26] a análise externa do meio ambiente em que se encontra a empresa (inteligência competitiva), de uma forma geral, envolve:

- as atuais condições legais, econômicas, demográficas, tecnológicas, sócio-culturais e ecológicas do meio ambiente, assim como as possibilidades de evolução desses fatores;
- análise do mercado de interesse que consiste em verificar qual o volume desse mercado, sua taxa de crescimento, bem como a fatia de mercado própria e de terceiros;
- análise de concorrência, que avalia os dados públicos das concorrentes que possam ser importantes para a formulação de estratégias, mostrando a atual situação da empresa frente aos concorrentes, além de avaliar a estratégia, de forma a obter vantagem competitiva frente aos concorrentes. Porter (1991) [20] coloca que uma empresa pode obter vantagens competitivas de duas formas: pela diferenciação e pelo preço;
- a análise de competitividade, baseia-se no modelo de Porter [20], e enfatiza que as forças que dirigem a concorrência na indústria são: ameaça de entrada de novas empresas (pode causar redução da rentabilidade); pressão de produtos substitutos (reduz retornos potenciais da indústria); poder de negociação dos compradores (pode

causar uma redução de preço e criar rivalidades entre os concorrentes); poder de negociação dos fornecedores (ameaça de elevar preços ou reduzir qualidade dos bens e serviços fornecidos); e intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes (surge devido à necessidade de criar vantagens competitivas);

- análise de cenários, que consiste da análise dos possíveis caminhos que possam levar a estados futuros, desejáveis ou não.

O ambiente interno é constituído pela estrutura, recursos, métodos e processos internos à indústria [26]. A análise do ambiente interno é comumente chamada de diagnóstico da organização e envolve dois aspectos:

- análise organizacional / funcional; que visa identificar os elementos propulsores (pontos fortes) e entraves (pontos fracos), considerando os aspectos de recursos humanos, recursos financeiros, recursos materiais / físicos, o apoio administrativo e órgãos / entidades de solução (elementos de interação) que poderão influenciar na consecução de cada um dos objetivos;
- análise programática; consiste na elaboração de um diagnóstico dos principais marcos e mudanças institucionais que colaboraram ou comprometeram o desempenho da organização.

Uma vez identificados pontos fracos e fortes da empresa, é necessário definir as estratégias que permitirão à empresa alcançar seus objetivos e estabelecer parâmetros importantes como política, filosofia de atuação, entre outros; A Figura 3.7 apresenta os setores e agentes de influência sobre um produtor independente de energia.

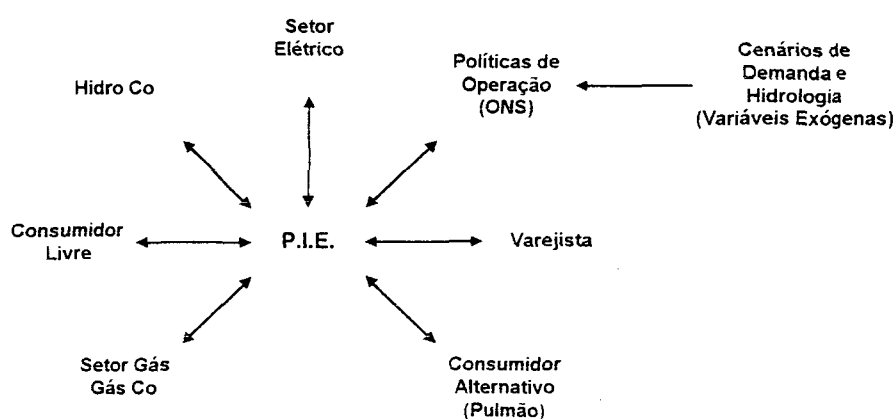


Figura 3.7– Setores/Agentes de influência sobre o PIE

A Tabela 3.2 apresenta uma série de fatores associados com a influência desses parâmetros no modelo proposto por este trabalho, bem como sua relação de dependência com o ambiente (interno/externo) da empresa.

Tabela 3.2 – Variáveis Estratégicas do Problema de Gestão Estratégica

<i>Fatores</i>	<i>Nível de Influência</i>	<i>Relação de Dependência com o Meio Ambiente</i>
Entrada de Novas Empresas	Estratégica	Externo
Poder de Negociação dos Fornecedores	Estratégica	Externo
Tecnológicos	Estratégica	Externo
Condições Legais e Econômicas	Estratégica	Externo
Tarifa de Energia	Financeiro - Estratégica	Interno / Externo
Amortização da Dívida	Financeiro - Estratégica	Interno / Externo
Rendimento (técnico)	Técnico – Financeiro - Estratégica	Interno
Aumento da Oferta	Técnico - Financeiro - Estratégica	Interno / Externo
Compra de Energia	Técnico – Financeiro - Estratégica	Interno / Externo
Compra de Gás	Técnico – Financeiro - Estratégica	Interno / Externo

Esses fatores de influência deverão ser levados em consideração no estabelecimento da estratégia empresarial, a qual por sua vez deverá ser traduzida em planos táticos para cada setor da empresa.

3.2.1 - Diagramas de Laço Causal

De uma maneira geral, o primeiro passo ao utilizar dinâmica de sistemas é entender os mecanismos de *feedback* que fazem parte do sistema em estudo. Uma maneira de representar tais mecanismos é através de diagramas de laço causal – DLC, também conhecidos como diagramas de influência [27]. Os DLC são geralmente utilizados para representar a estrutura geral do sistema, e não seus detalhes.

Os diagramas de laços representam as relações de causa e efeito entre os elementos de um sistema e facilitam a representação do problema real, o desenvolvimento

dos modelos matemáticos, a apresentação de resultados de simulação, o desenvolvimento de novas políticas, entre outras.

Uma relação de causa e efeito indica a influência que uma variável exerce sobre outra, isto é, quando é analisada uma relação causal, o efeito de qualquer outra variável é ignorado. Uma relação causal é representada por uma seta unindo duas variáveis, a variável na cauda da seta é a variável causal e a variável na ponta da seta é a variável afetada. Se uma mudança na direção da variável causal provoca uma alteração na mesma direção na variável afetada, então diz-se que a influência é positiva, caso contrário, diz-se que é negativa.

A Figura 3.8 mostra as relações causais e suas conseqüências no desempenho empresarial de uma EGTGN, tanto no ambiente interno quanto externo à empresa, considerando inicialmente o horizonte de curto prazo, ou seja, num período de tempo em que as condições contratuais, e as configurações do sistema podem ser consideradas fixas (1 mês, p/. ex.). Neste horizonte, o problema de gestão estratégica da EGTGN reduz-se a um problema de operação, de maneira que parâmetros tais como: afluência, demanda, custo marginal de operação, capacidade instalada, preço e percentual de contratos bilaterais, além do montante de gás natural contratado com o setor, são considerados fixos. Nessas condições, o problema de operação pode ser formulado e resolvido através de técnicas de otimização.

spot já está definida. Dessa forma, o faturamento da empresa aumenta tanto com a receita dos contratos bilaterais, como com a receita obtida no mercado *spot*.

Uma vez conhecidas as relações causais e suas possíveis conseqüências no horizonte de curto prazo, pode-se verificar que variações nos parâmetros tidos como fixos (capacidade instalada, volume de gás contratado, volume de contrato bilateral, afluições, etc) pode originar um enorme conjunto de possíveis combinações. Dessa forma, cabe analisar a influência de mudanças nesses parâmetros num horizonte de longo prazo (10 anos, p. ex.) que permitirá representar a dinâmica de tais parâmetros.

Nesse horizonte, o CMO deve ser analisado numa perspectiva de evolução do custo de geração, o qual dependerá de outros fatores exógenos, tais como: decisão de investimento de outros agentes (novos ou já existentes) e ocorrência de uma dada seqüência hidrológica.

Como anteriormente, considera-se que o despacho da Central reflete a relação entre o preço ofertado e o CMO.

O diagrama de laço causal da Figura 3.9 representa os laços de realimentação necessários à avaliação do desempenho empresarial e das ações estratégicas, frente à concorrência, num horizonte de longo prazo. Para uma melhor visualização, esses laços estão destacados através de uma linha mais grossa.

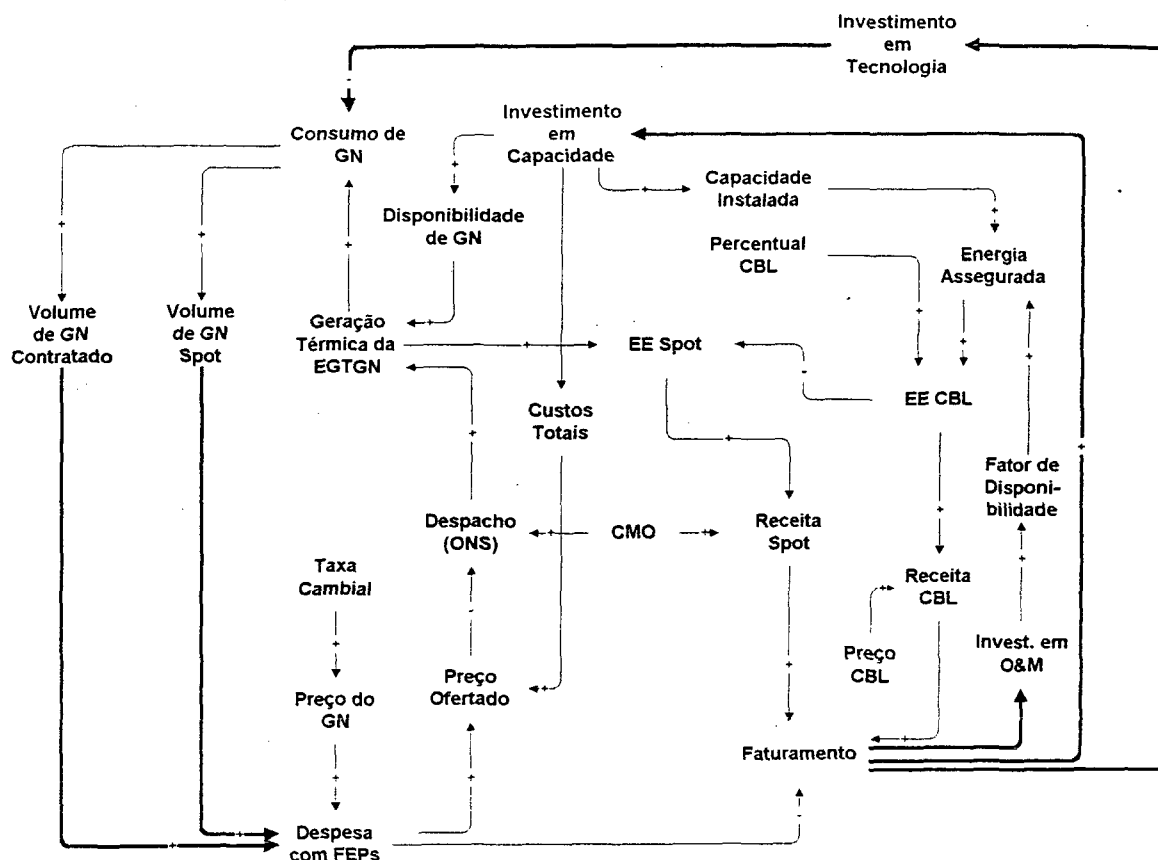


Figura 3.9 – Problema de Gestão Estratégica de uma EGTGN: Longo Prazo (DLC)

Sob a ótica de longo prazo, verifica-se na Figura 3.9 que o crescimento do faturamento da empresa se reflete em seu nível de investimento (tecnológico, marketing, manutenção, etc). O aumento do nível de investimento, a curto prazo, ocasiona a elevação dos custos totais e pode causar uma elevação do preço ofertado ao ONS, o que tende a diminuir a participação da empresa na ordem de despacho e no volume consumido de gás.

Para melhor entender os laços de realimentação e a própria dinâmica do sistema, analisa-se cada laço de realimentação individualmente nas Figura 3.9 (a) e (b).

Investimentos em tecnologia de conversão (Ciclo Simples / Ciclo Combinado) resultam, conforme mostra o laço 1 – Figura 3.9 (a) – em melhoria no rendimento operacional da central térmica, e na conseqüente redução do consumo de gás natural. A redução no consumo implica, em ambos os casos, numa reavaliação do montante de gás contratado, aumentando assim, a possibilidade de obter melhores preços junto aos FEP's, o que tem influência positiva no faturamento. Por outro lado, investimentos em O&M

permitem aumentar o fator de disponibilidade, com reflexos positivos na energia assegurada da planta, que serve de base para os contratos bilaterais.

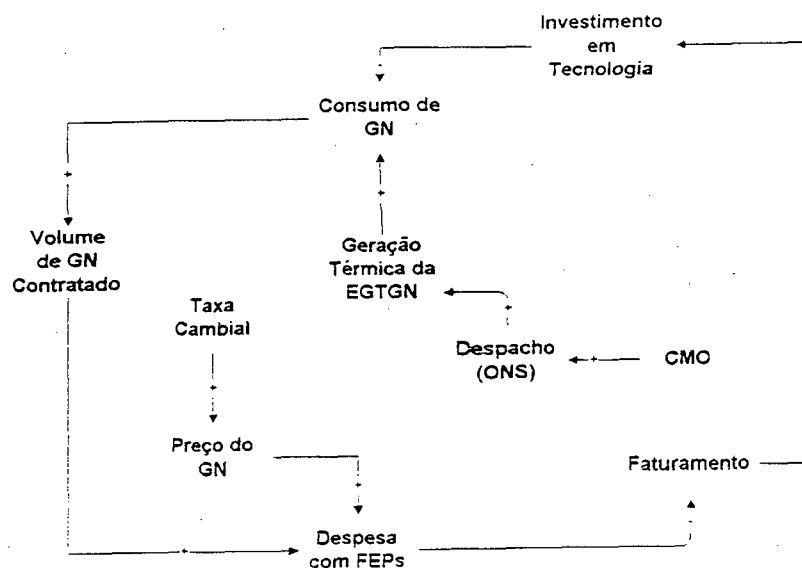


Figura 3.9 (a) – Mecanismo de Realimentação via Investimento em Tecnologia.

Por outro lado, a Figura 3.9 (b) mostra que o investimento em capacidade eleva a capacidade instalada da central, de maneira que a relação entre a energia comercializada via contratos bilaterais e no mercado *spot* passa a ser uma variável de decisão com influência direta sobre o faturamento.

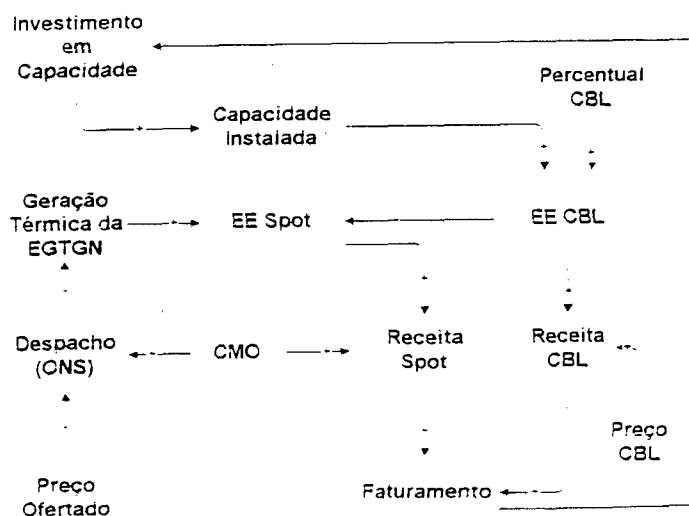


Figura 3.9 (b) – Mecanismo de Realimentação via Investimento em Capacidade

O DLC do problema de gestão empresarial de uma EGTGN a longo prazo – Figura 3.9 – mostra que a tomada de decisão envolve laços de realimentação com dinâmicas diferentes, ou seja, há diversas estratégias para melhorar o desempenho empresarial, através de processos diversificados em termos de defasagem temporal.

Considerando, por exemplo, uma decisão de investir em tecnologia de processo, ou de aumentar a capacidade instalada da planta, certo tempo deverá decorrer até que a decisão se concretize.

Logo, ao se estabelecer políticas visando melhorar o desempenho empresarial, deve-se levar em consideração tais dinâmicas, como analisado a seguir.

3.2.2 - Políticas de Gestão Estratégica

Por definição, política é uma regra que declara como as decisões de operação do dia-a-dia são tomadas. Dessa forma, a palavra política será utilizada, no presente trabalho, para descrever como o processo de decisão converte a informação em ação. [22]

Decisões são ações tomadas a qualquer instante, como resultado da aplicação de políticas estabelecidas para a condição que prevalece no momento.

O problema de gestão empresarial apresentado na Figura 3.9, comporta um conjunto de políticas (*policy levers*), as quais são apresentadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Regras de Operação Comercial da Usina Termelétrica

Política	Decisão / Estratégia
Contratos EE	Relação de Energia <i>Spot</i> / Energia Contratada (baseado no custo marginal do sistema de longo prazo).
Suprimento GN*	Contratar parte do GN necessário, comprar restante ao preço de mercado
Preço	Definição de preços baseados na concorrência e/ou no VN (Valor Normativo)

Dessa forma, pode-se identificar três variáveis estratégicas (tecnologia/capacidade instalada, contratos e preço ofertado) com suas respectivas dinâmicas. A primeira, atuando a mais longo prazo, é o investimento em tecnologia, o qual tem influência direta tanto na

capacidade instalada como no rendimento da planta. A segunda, atuando a médio prazo, são os contratos negociados com o mercado de energia (CBL versus spot) e com o setor de gás. Por último, atuando a curto prazo (operação), tem-se o preço ofertado pela Central, cuja influência se reflete no despacho (ONS).

A avaliação dessas políticas e, conseqüentemente, da viabilidade econômica da operação da central termelétrica, será baseada tanto na análise do fluxo de caixa da empresa, quanto no cálculo do VPL (medida de valor), com o objetivo principal de atribuir um índice de mérito quantitativo a cada política operativa.

Além das políticas adotadas no presente trabalho, há outras políticas e estratégias que podem ser adotadas, as quais são mostradas na Tabela 3.4, dependendo da evolução do ambiente de negócios e da real disponibilidade de recursos para investimentos.

Tabela 3.4 – Regras de Operação a serem estabelecidas

Futuras Políticas	Decisão / Estratégia
Financiamento	Captação de recursos financeiros
Investimento	Alocação de recursos (tecnologia, marketing, manutenção, etc)
Competitividade	Aumento da competitividade. Ex.: rendimento, poluição, etc.
Mercado	Nível de integração ao sistema
Estoque	Utilização do estoque de GN e venda a Consumidor Pulmão
Manutenção	Política de manutenção

Cabe esclarecer que a decisão de armazenar o gás natural ou vender ao Consumidor Pulmão (consumidor interruptível) está vinculada ao grau de liberdade permitido pelo setor. Atualmente, o setor de gás não permite essa flexibilização no consumo, mas com a evolução do mercado e as crescentes exigências dos usuários, esta restrição deverá ser removida.

3.2.3 - Trajetórias viáveis no espaço de soluções

As trajetórias viáveis no espaço de soluções, conforme apresentado na Figura 3.4, são aquelas que permitem alcançar os objetivos e metas da EGT. Isto implica na elaboração de estratégias, políticas e decisões que assegurem a rentabilidade desejada pelos investidores.

O Fluxo de Caixa da empresa e a evolução do VPL e/ou TIR, serão usados para identificar as variáveis que influenciam predominantemente no comportamento do sistema, bem como para avaliar as políticas e estratégias de gestão, levando em conta diversos cenários, descritos no Capítulo 5.

3.3 - Considerações Finais

O planejamento estratégico, no contexto empresarial, pressupõe o conhecimento do meio ambiente e das influências por ela recebidas. Essas influências são advindas de mudanças nas esferas política, econômica, social e tecnológica, e afetam a tomada de decisão.

Torna-se necessário, portanto, o desenvolvimento de ferramentas de simulação do comportamento dinâmico de estruturas complexas como o setor elétrico, bem como de suas interfaces com outros setores, em particular, o setor do GN, de forma a vislumbrar ameaças e oportunidades. Antecipando os cenários de riscos e de oportunidades, é possível tomar decisões que permitam amenizar as ameaças e aproveitar as oportunidades.

4. Capítulo - Análise Técnico-Econômica de uma Central Térmica

4.1 - Introdução

Nesse capítulo é apresentado o modelo para análise dos aspectos operacionais de centrais termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. A partir da delineação do problema de planejamento empresarial, anteriormente apresentado, a modelagem foi estruturada em dois módulos: técnico e econômico, e implementada com base na técnica de Dinâmica de Sistemas (*System Dynamics*).

4.2 - Modelagem via Dinâmica de Sistemas

O entendimento de um sistema real exigiria repetidas experimentações, muitas vezes arriscadas, e demandaria um longo período de tempo para análise. Por estes motivos, são utilizados modelos que emulam sistemas reais e possibilitam a realização de testes. Um modelo é, portanto uma representação em geral simplificada de um sistema real que permite:

- compreender a operação do sistema real;
- determinar os fatores que exercem maior influência sobre o comportamento do sistema;
- avaliar as consequências da implementação de diversas formas de controles (políticas);
- obter funções de controle viáveis que garantem a máxima satisfação.

Na modelagem via Dinâmica de Sistemas a especificação de modelos é realizada por três tipos de variáveis: nível, taxa e auxiliar. Essas variáveis podem ser descritas, de forma genérica, como segue:

- variáveis de nível, também designadas de estoque ou de estado, representam o estado do sistema num dado instante. Estas variáveis representam acumulações (integrações) se o fluxo é contínuo, ou somatórias se os fluxos são discretos;
- variáveis de taxa, também designadas políticas (*policy*) ou de fluxo, determinam a velocidade com que uma variável de nível muda de valor. O seu valor é baseado

somente em variáveis de nível e constantes. Em sistemas físicos, tais variáveis representam as leis da natureza, em sistemas industriais, sociais e sócio - econômicos refletem políticas globais;

- variáveis auxiliares, que representam uma operação algébrica com qualquer combinação de variáveis de estoque, de fluxo, constantes ou mesmo outras variáveis auxiliares.

Adicionalmente, constantes e valores iniciais, ambos invariantes ao longo do período de tempo da simulação, devem ser também definidos para especificar completamente um modelo. Isso se deve ao fato de que variáveis taxa, assim como as auxiliares, muitas vezes dependem de termos constantes (termos considerados fixos durante a análise) os quais devem ser identificáveis e ter significado no sistema real.

Muitas vezes, variáveis de taxa são funções complicadas das variáveis de nível, e neste caso, o que se faz é subdividir uma variável taxa em variáveis auxiliares. O estágio mais difícil e o problema central na modelagem via Dinâmica de Sistemas é definir as variáveis de taxa. Por exemplo, traçar as políticas existentes no sistema real e desenhar uma nova política para o sistema.

A modelagem utilizando Dinâmica de Sistemas permite representar dois tipos de fluxos, quais sejam:

▪ Fluxos físicos

Os fluxos físicos estão intimamente ligados a acumuladores e a taxas de fluxo. Exemplo: fluxo de material num determinado estoque, em que os acumuladores podem representar a quantidade de material em trânsito, o nível de matéria-prima em estoque, o estoque de produtos acabados, etc. Já as taxas de fluxo podem ser interpretadas como a taxa de despacho de material, taxa de produção, etc.

Outro exemplo é um fluxo de água, no qual o acumulador é o nível d'água no tanque e a taxa de fluxo é o volume d'água por segundo. Observa-se que as taxas de fluxo determinam os acumuladores, imediatamente.

▪ Fluxo de informação

As variáveis de taxa dependem da informação de variáveis de nível, constantes e variáveis auxiliares. Uma informação não afeta o valor de uma variável de nível, ou de

uma constante, ou de uma variável auxiliar e também não afeta o valor de uma variável de taxa ou auxiliar. As taxas sempre indicam valores instantâneos (os quais não podem ser medidos), razão pela qual a informação referente a taxas não pode ser medida diretamente na maior parte dos sistemas sociais e econômicos, mas pode ser inferida pela variação de estoques.

Os fluxos de informação desempenham papel de interconexão entre fluxos físicos, ou seja, é o fluxo de informação que auxilia a tomada de decisão. Por exemplo, o fluxo físico de pedidos depende da informação referente à capacidade de produção, informação referente ao nível de estoque de material, etc. Os fluxos físicos são separados e isolados dos fluxos de informação.

4.3 - Módulo Técnico

O módulo técnico tem por objetivo determinar a energia gerada e o consumo de gás natural de uma central termelétrica flexível (central que pode operar em complementação térmica), levando em consideração a interface entre os setores elétrico e de gás, bem como as restrições operativas da central hidroelétrica e da central termelétrica.

Para tanto, torna-se necessário avaliar a interação entre os diversos agentes / setores representados anteriormente pela Figura 2.8 e descritos a posteriori.

4.3.1 - Modelagem do Mercado Spot – MAE

Na simulação da operação de um sistema interligado, é preciso definir primeiro uma política de operação térmica e de intercâmbio de energia entre os subsistemas. Esta política deve ser capaz de proporcionar, para qualquer combinação possível de energias armazenadas nos distintos subsistemas, as seguintes informações:

- usinas térmicas a serem acionadas;
- em caso de necessidade, quais subsistemas e que quantidade de energia armazenada se deverá utilizar;
- intercâmbios entre subsistemas.

No módulo intitulado MODDHT do Super/Olade [23], essa política se fundamenta no valor marginal da energia armazenada, também denominado “valor

marginal da água”. Este valor é determinado em cada subsistema e em cada mês, pela derivada parcial do custo esperado de operação do mês em curso até o final do período de estudo, em relação à energia armazenada, isto é:

$$\text{Valor Marginal D' água} = \frac{\partial(\text{Custo Esperado de Operação})}{\partial(\text{Energia Armazenada})}$$

O valor marginal da água pode ser entendido como o “custo do combustível água” em cada subsistema. Esses valores são obtidos através da aplicação de um algoritmo de Programação Dinâmica Estocástica – PDE com duas variáveis de estado: o nível de armazenamento do reservatório equivalente e a tendência hidrológica, representada pela afluência do mês.

Através dos valores marginais da água, a política operativa é definida, comparando-se, para cada subsistema, o valor marginal d’água com os custos de geração térmica e com os custos de racionamento preventivo, de maneira que seja possível atender à demanda utilizando combustíveis mais baratos. Também é preciso estabelecer intercâmbios de energia entre subsistemas de forma a igualar os respectivos valores da água, observadas eventuais restrições de intercâmbio.

No sistema interligado brasileiro, a política operativa e de intercâmbios é traçada pelo ONS de acordo com uma programação de despacho ótimo econômico a partir do qual o produtor independente de energia pode obter uma estimativa das seguintes variáveis exógenas :

- valor da água estimado em cenários hidrológicos;
- meta de deplecionamento dos reservatórios;
- crescimento da demanda;
- custo de combustível para centrais termelétricas.

Conhecendo estes parâmetros, o PIE poderá estimar o comportamento futuro do sistema e, seus reflexos sobre o mercado atacadista de energia, para uma determinada condição estabelecida pelo ONS. No caso específico do gerador térmico, tais parâmetros permitirão a obtenção dos dados técnicos necessários para a execução dos módulos financeiro e gerencial descritos a posteriori.

Dessa forma, sob a ótica do ONS, o problema de programação energética pode ser formulado como segue:

$$\text{Min. } C_t(\text{Deficit})$$

onde:

$C_t(\text{Deficit})$: custo do déficit de geração.

s.a.:

➤ Restrição de Balanço de Energia:

$$\sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^{NUT} I_i^k \cdot U_T^{k,i} + \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^{NUH} I_i^k \cdot U_H^k - \sum_{k=1}^N U_D^k = 0$$

onde:

I_i^k : estado (1 ou 0) da unidade “i” no período “k”;

U_D^k : demanda de energia do período “k”;

$U_T^{k,i}$: energia gerada pela usina termelétrica “i” no período “k”; e

$U_H^{k,i}$: energia gerada pela usina hidrelétrica “i” no período “k”;

NUT : número de unidades térmicas; e

NUH : número de unidades hidráulicas.

➤ Limites operacionais dentro de um intervalo de discretização “K”:

$$\underline{P}_T^k \leq P_T^k \leq \overline{P}_T^k$$

$$\underline{P}_H^k \leq P_H^k \leq \overline{P}_H^k$$

onde:

\underline{P} e \overline{P} : \equiv Potência ativa mínima e máxima, respectivamente;

P_T e P_H : \equiv Potência ativa térmica e hidráulica, respectivamente.

➤ Restrição de fornecimento de combustível para usina térmica

$$\underline{V}_{GN} \leq \sum_{s,r} FC \leq \bar{V}_{GN}$$

onde:

FC: fornecimento de GN pela fonte de combustível “c” a usina térmica, no período “k”;

\underline{V}_{GN} e \bar{V}_{GN} : limite inferior e superior de GN contratados no período “k”.

➤ Equações do Balanço Hídrico:

$$V_{i,k+1} = V_{i,k} + A_{i,k} - u_{i,k} - s_{i,k}$$

$$\underline{V}_{-i,k} \leq V_{i,k} \leq \bar{V}_{i,k}$$

$$0 \leq u_{i,k} \leq \bar{u}_k$$

$$U_H^{i,k} = \rho_i \cdot u_{i,k}$$

$$\rho_{i,k} = 0.00981 \cdot \eta_i \cdot h_i$$

onde:

$V_{i,k}$: volume do reservatório da usina “i” a cada estágio “k”;

$A_{i,k}$: afluência ou vazão incremental recebida pela usina “i” no intervalo “k”;

$u_{i,k}$: volume turbinado pela unidade “i” no período “k”;

$s_{i,k}$: volume vertido pela unidade “i” no período “k”;

$\bar{V}_{i,t}$: volume máximo do reservatório

$\underline{V}_{-i,t}$: volume mínimo do reservatório;

$\bar{u}_{i,k}$: volume turbinado máximo da unidade “i” no período “k”;

ρ_i : coeficiente de produção da usina “i”;

$U_H^{i,k}$: geração da usina “i” no período “k”;

h_i : queda líquida da unidade “i”;

η_i : rendimento do conjunto turbina-gerador da unidade “i”.

Cabe observar que este módulo se aplicará somente ao caso em que a usina termelétrica estiver operando em conjunto com uma central hidrelétrica de forma isolada (nível de integração “b” – EGT livre operando integrada com central hidrelétrica), conforme discutido no capítulo 3. Nesse nível de integração, torna-se necessário o uso de cenários (otimista e pessimista), através dos quais as estimativas do valor d’água (variável “C_Dágua” da Figura 4.1) e metas de deplecionamento dos reservatórios são obtidas baseadas em um algoritmo de Programação Dinâmica Estocástica Dual – PDED [28]. A previsão de crescimento da demanda está modelada a posteriori. O preço do combustível como é uma variável exógena que o PIE poderá negociar foi considerado, neste trabalho, como uma variável que permite avaliar a sensibilidade do desempenho da central térmica a variações no preço do GN. Logo, o diagrama de estoque e fluxo representativo desse módulo é apresentado pela Figura 4.1 a seguir.

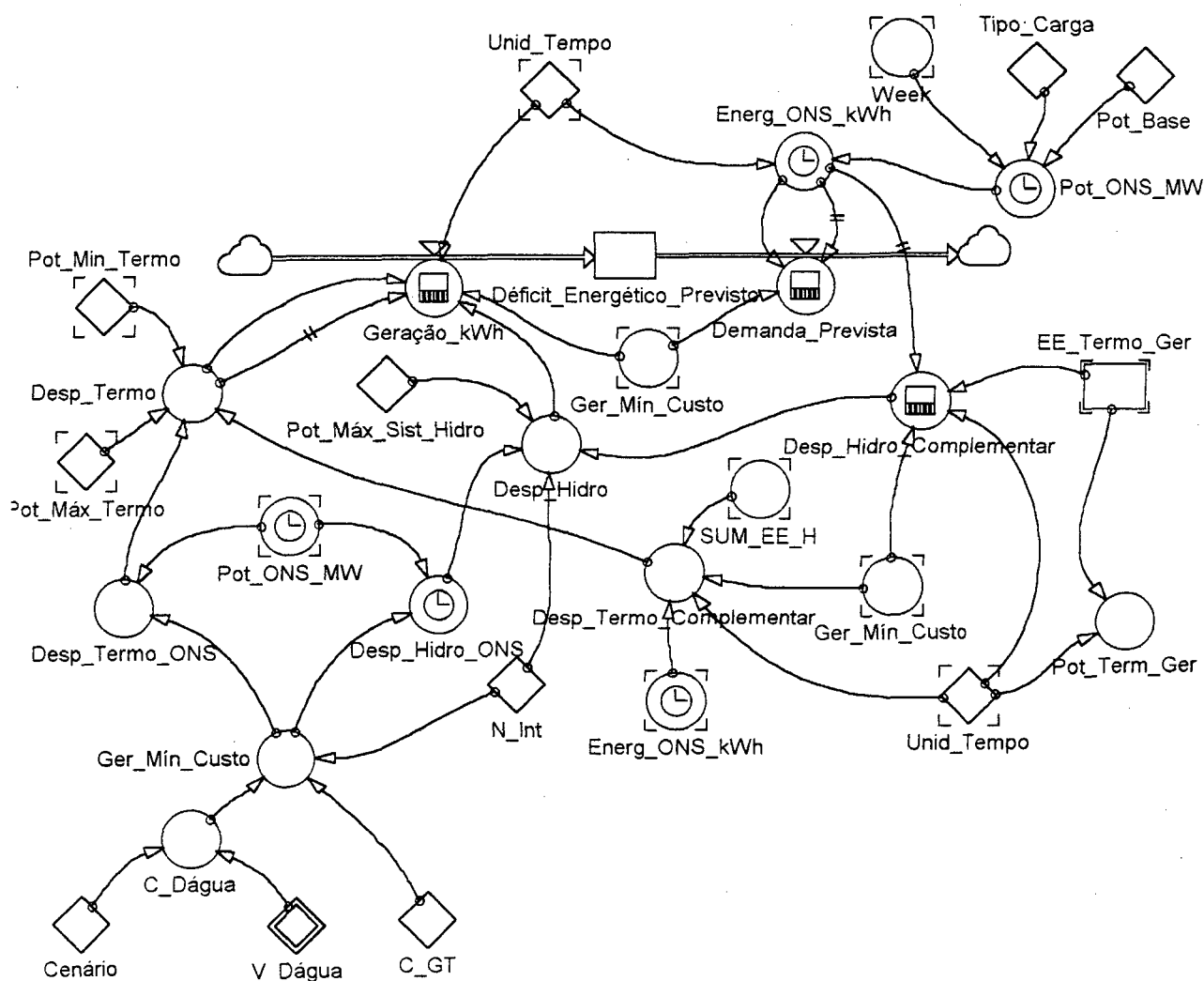


Figura 4.1 – Diagrama de Estoque e Fluxo Representativo do Despacho Econômico

onde:

C_D�gua:	custo da água segundo o cenário adotado;
Desp_Termo:	despacho da central termelétrica em MW;
Desp_Termo_ONS:	despacho da central termelétrica determinado pelo ONS;
Pot_Min_Termo:	potência mínima da central termelétrica;
Pot_Max_Termo:	potência máxima da central termelétrica;
V_D�gua:	valor d'�gua;
C_GT:	custo do MWh gerado pela central termelétrica;
Ger_Min_Custo:	geração de mínimo custo;
Desp_Hidro_ONS:	despacho da central hidro determinado pelo ONS;
N_Int:	nível de integração da central térmica ao sistema;
Unid_Tempo:	número de horas correspondente ao período de 01 m�s;
SUM_EE_H:	somatório da energia gerada pelas usinas hidrelétricas;
Ger_Min_Custo:	geração de mínimo custo;
EE_Termo_Ger:	energia gerada pela central termelétrica;
Energ_ONS_kWh:	energia despachada pelo ONS;
Sum_EE_H:	total de energia gerada pelas usinas hidráulicas;
Desp_Hidro:	despacho da usina hidroelétrica em MWh;
Tipo_Carga:	especifica o tipo de carga (0: <i>flat</i> ; 1: curva de carga);
Week:	curva de carga semanal;
Pot_Base:	carga <i>flat</i> do sistema.

O modelo simula o despacho da central térmica segundo uma  tica de minimização do custo operativo global, ou seja, a central térmica somente será despachada/acionada caso seu custo seja inferior ou, no máximo, igual ao custo marginal do sistema (condição de maior lucratividade). Conseqüentemente, o preço *spot* sob condições normais, ou seja, quando toda energia solicitada   gerada, será igual ao custo da última unidade despachada. Entretanto, caso a energia solicitada pelo ONS (“Energ_ONS_kWh”) seja superior à energia gerada pelas unidades geradoras em questão (“Gera  o_kWh”), o preço *spot* deverá ser igual ao custo do déficit. Nesse caso, o preço *spot* seria determinado segundo uma curva composta por três patamares, de acordo com o montante de energia não suprida.

4.3.2 - PREVISÃO DE DEMANDA

A previsão de demanda é simulada levando-se em consideração o Coeficiente Estacional que caracteriza as variações estacionais do consumo durante o ano, e o Coeficiente de Tendência, que caracteriza a tendência anual de crescimento da carga, ao longo de cada ano de simulação. O diagrama de estoque e fluxo utilizado para previsão de demanda é apresentado na Figura 4.2.

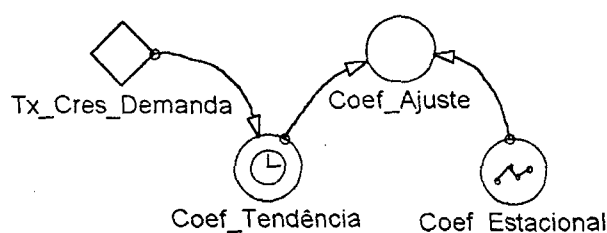


Figura 4.2 – Diagrama de influência para previsão de demanda

O comportamento destes fatores é apresentado na Figura 4.3, considerando o período de 03 anos de simulação.

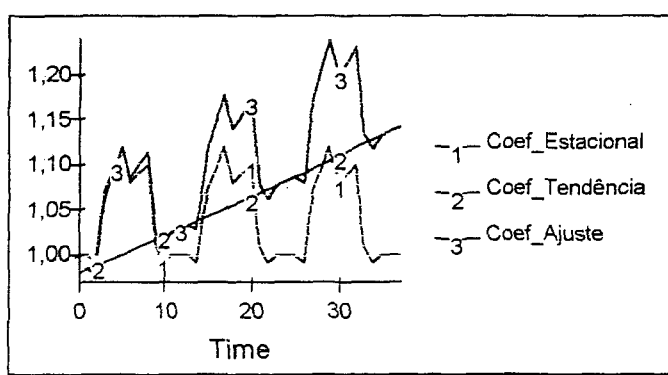


Figura 4.3 – Coeficientes de ajuste para previsão da demanda

Embora definida inicialmente como uma constante, a taxa de crescimento da demanda pode ser alterada durante a simulação, permitindo assim que se utilizem diferentes taxas de crescimento ao longo do horizonte de estudo.

4.3.3 - SETOR DE GÁS NATURAL

A modelagem do setor de GN se restringe, no presente trabalho, à modelagem das áreas que afetam o desempenho da central termelétrica.

A avaliação do volume de GN a ser contratado com o Fornecedor de Energia Primária – FEP é de suma importância na formação do preço da energia gerada por uma central termelétrica. A avaliação do volume merece consideração também pela forte tendência de que contratos *take-or-pay* (com obrigação de consumo fixo em torno de 70%) sejam impostos pela indústria de gás às centrais termelétricas.

Conforme discutido anteriormente, uma alternativa que torna viável a operação térmica complementar é a flexibilidade de fornecimento do gás não utilizado pela central

térmica a um mercado interruptível de gás, denominado de consumidor pulmão. Outra alternativa em fase de negociação com o setor de gás é o contrato “*pay mas não take*” com integralização anual, pelo menos. Num período de integralização anual, poderia se passar 7 ou 8 meses sem consumir no nível de 80% do máximo contratual, porém pagando (*pay mas não take*). Isto geraria um crédito em gás, que poderia ser “utilizado” nos meses restantes (se a capacidade instalada permitisse), e no final do ano se faria o balanço e se “liquidaria” qualquer saldo não utilizado, sem necessidade de pagamentos compensatórios.

É importante lembrar que esses dados serão de extrema importância ao módulo financeiro, para completar a análise do desempenho da central térmica.

A formulação matemática do problema de planejamento com respeito aos contratos de GN é feita considerando a essência do seu objetivo no ambiente de competição, que é a de minimizar as despesas relativas ao fornecimento de combustível e que esteja sujeito, entre outras, às restrições impostas pelo setor de gás. Dessa forma, o problema pode ser expresso como:

$$\text{Min. } \sum_{k=1}^N S_{GN}^k \cdot V_{GN}^k$$

s.a.:

➤ Restrição de Máxima Demanda de GN

$$\sum_{k=1}^N V_{GN}^k \leq \sum_{k=1}^N \left(\overline{V_{GN}^k}^{Contratado} + V_{GN}^k \cdot \alpha \right) \quad p/ \alpha = \begin{cases} 0, \text{ não compra GN Spot} \\ 1, \text{ compra GN Spot} \end{cases}$$

➤ Restrição de Mínima Demanda de GN

$$\sum_{k=1}^N (V_{GN}^k + \lambda' \cdot V_{GN}^k \cdot \text{Interruptível}) \geq 0,8 \cdot \sum_{k=1}^N \overline{V_{GN}^k}^{Contratado},$$

$$p/ \lambda' = \begin{cases} 0, \text{ sem liquidação do GN} \\ 1, \text{ liquidação mensal do GN} \\ 2, \text{ liquidação anual do GN} \end{cases}$$

onde:

S_{GN}^k : preço do gás natural no período “k”;

V_{GN}^k : volume de gás natural consumido no período “k”;

λ : representa o grau de liberdade fornecido pelo setor de gás com respeito ao consumidor pulmão (gás interruptível);

N : horizonte de planejamento.

No modelo apresentado na Figura 4.4, a informação com respeito à avaliação do volume de gás está contida na variável de estado denominada “Consumo_GN” e permite verificar se o consumo efetivo de gás natural está dentro dos volumes contratados.

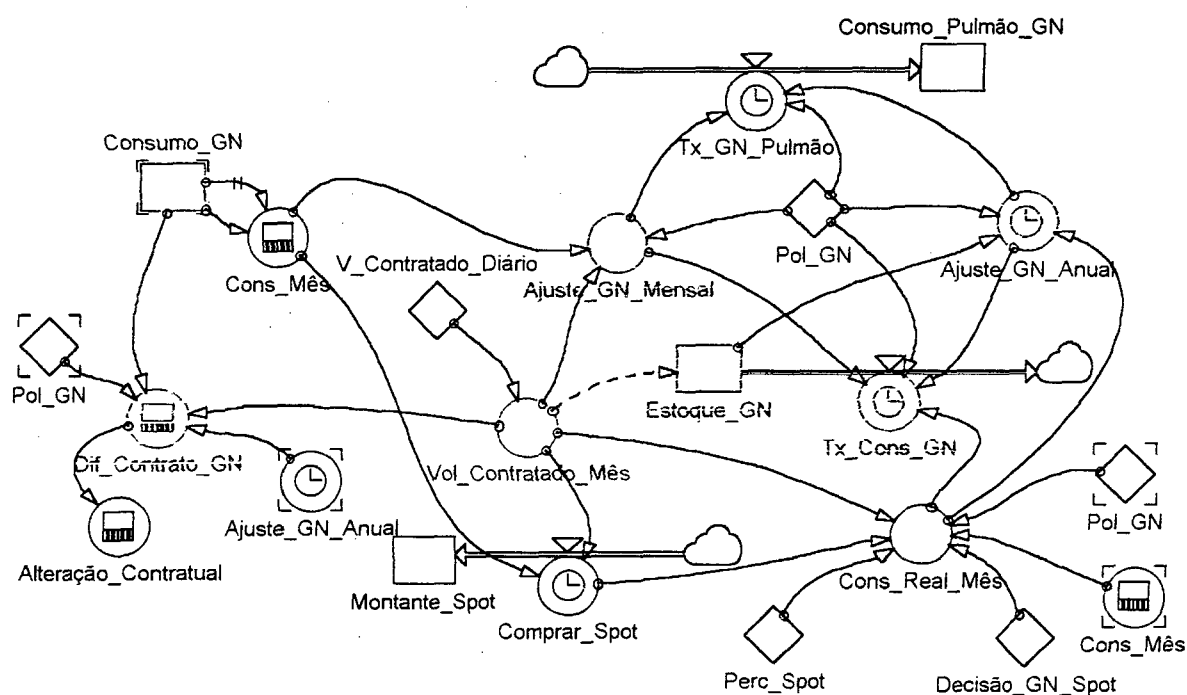


Figura 4.4 – Diagrama de fluxo e estoque da utilização do GN

onde:

Consumo_GN:	consumo de GN em m ³ ;
Cons_Mês:	consumo mensal de GN;
Consumo_Pulmão_GN:	volume de GN interruptível;
Tx_GN_Pulmão:	variação mensal de GN interruptível;
Ajuste_GN_Anual:	diferença entre o estoque de GN e o consumo efetivo anual;
Ajuste_GN Mensal:	diferença entre o volume contratado e o consumido mensalmente;
Perc_Spot:	montante de GN percentual que se permite comprar no spot;
Pol_GN:	define se a liquidação do volume de GN será mensal ou anual;

Estoque_GN:	volume total de GN em função do volume contratado;
Tx_Cons_GN:	volume de GN consumido mensalmente;
Montante_Spot:	montante de GN efetivamente comprado no mercado <i>spot</i> ;
Comprar_Spot:	volume de GN que se deve comprar no mercado <i>spot</i> ;
Cons_Real_Mês:	volume Real de GN consumido mensalmente;
V_Contratado_Diário:	volume de GN contratado diariamente;

No diagrama da Figura 4.4 são modeladas duas alternativas de consumo flexível de GN contratado. A primeira, que permite a integração a um mercado interruptível de gás representado pela figura do consumidor pulmão (variável de estado “Consumo_Pulmão_GN”), considera que a liquidação do montante de GN contratado com o setor deva ser efetuada, a cada dia, através da variável “Ajuste_GN_Diário”, ou seja:

$$\text{Ajuste_GN_Diário} = \text{Vol_Contratado_Diário} - \text{Cons_Dia}$$

A segunda alternativa permite que o excedente diário, anteriormente destinado ao consumidor pulmão, seja armazenado na fonte e utilizado segundo um percentual denominado “Perc_Spot”, em períodos de consumo acima do estipulado em contrato. Somente no último mês do período de simulação, caso haja excedente de GN, é que este é liquidado ao consumidor pulmão através da variável intitulada “Ajuste_GN_Anual”. O percentual “Perc_Spot” é uma variável exógena, pois depende, exclusivamente, da capacidade do setor de gás em fornecer um percentual adicional de GN num dado instante.

4.3.4 - CENTRAL HIDRELÉTRICA

A Figura 4.5 apresenta o diagrama de influência (DLC) para uma usina hidrelétrica.

O problema pode ser formulado como :

$$\text{Máx. } VPL = \text{Máx. } (S) - I$$

onde:

S : Receita Líquida no horizonte de estudo;

I : Investimento do projeto;

Deve-se observar que a receita “S” é calculada pela diferença da Receita Operacional (RO_H) com os Custos Operacionais (CO_H).

A Receita Operacional pode ser expressa como :

$$RO_H = \sum_{k=1}^N (\beta_k \cdot P_H^k \cdot TE^k)$$

Os Custos Operacionais podem ser expressos como :

$$CO_H = \sum_{k=1}^N (\beta_k \cdot c_{\text{Água}} \cdot P_H^k) + \sum_{k=1}^N \beta_k \cdot \$_{CBL}^k \cdot P_{CBL}^k$$

onde:

β_k : taxa de atualização;

$c_{\text{Água}}$: custo marginal da água;

P_H^k : potência ativa gerada pela usina hidrelétrica no período “k”;

P_{Spot}^k : potência ativa adquirida no mercado spot no período “k”

TE^k : tarifa de venda de energia elétrica da hidrelétrica no período “k”;

P_{CBL}^k : potência contratada bilateralmente;

N : horizonte de planejamento (em etapas de operação)

s.a.:

➤ Restrição de Produção – Contrato Bilateral – Mercado Spot:

$$U_{HCBL}^k + U_{Spot}^k \leq \overline{U}_H^k$$

onde:

U_{HCBL}^k : energia hidrelétrica contratada bilateralmente no período “k”;

U_{Spot}^k : energia termelétrica comercializada no mercado *spot* no período “k”;

\overline{U}_H^k : energia termelétrica máxima no período “k”.

➤ Restrição de Balanço de Energia:

$$\sum_{k=1}^N U_H^k + \sum_{k=1}^N U_{CBL}^k + \sum_{k=1}^N U_{Spot}^k - \sum_{k=1}^N U_{DH}^k = 0$$

onde:

U_H^k : energia gerada pela usina no período “k”;

U_{CBL}^k : energia fornecida através de contratos bilaterais no período “k”;

U_{Spot}^k : energia comercializada no mercado spot no período “k”;

U_{DH}^k : energia despachada pelo ONS à hidrelétrica no período “k”.

➤ Equações do Balanço Hídrico:

$$V_{k+1} = V_k + A_k - u_k - s_k$$

$$\underline{V}_k \leq V_k \leq \overline{V}_k$$

$$0 \leq u_k \leq \overline{u}_k$$

$$U_H^k = \rho \cdot u_k$$

$$\rho_k = 0.00981 \eta h$$

onde:

V_k : volume do reservatório da usina a cada estágio “k”;

A_k : afluência ou vazão incremental no intervalo “k”;

u_k : volume turbinado no período “k”;

s_k : volume vertido no período “k”;

\overline{V}_k : volume máximo do reservatório no período “k”;

\underline{V}_k : volume mínimo do reservatório no período “k”

\overline{u}_k : volume turbinado máximo no período “k”;

ρ : coeficiente de produção da usina hidrelétrica;

U_H^k : geração da usina no período “k”;

h : queda líquida da usina;

η : rendimento do conjunto turbina-gerador.

O diagrama de fluxo de uma usina hidrelétrica é apresentado na Figura 4.6. O modelo descreve a condição do reservatório da usina hidro através de sua afluência e dos volumes vertido e turbinado.

A meta de potência definida pelo ONS é uma constante (em MW) determinada a cada intervalo de simulação, cujo valor é convertido em termos de volume d'água requerido (m^3) pelo reservatório. A discrepância entre o volume requerido pela carga e o volume turbinado pela variável taxa "*V_Turbinado*" representa o déficit da geração hidro devido a limitações impostas pelo conjunto turbina - gerador e/ou devido à política de operação do reservatório.

Os dados de entrada para o modelo da usina hidrelétrica são os seguintes:

- afluências;
- demanda de potência;
- queda bruta;
- rendimento;
- vazão mínima a jusante;
- volume máximo do reservatório;
- volume do reservatório no início da simulação.

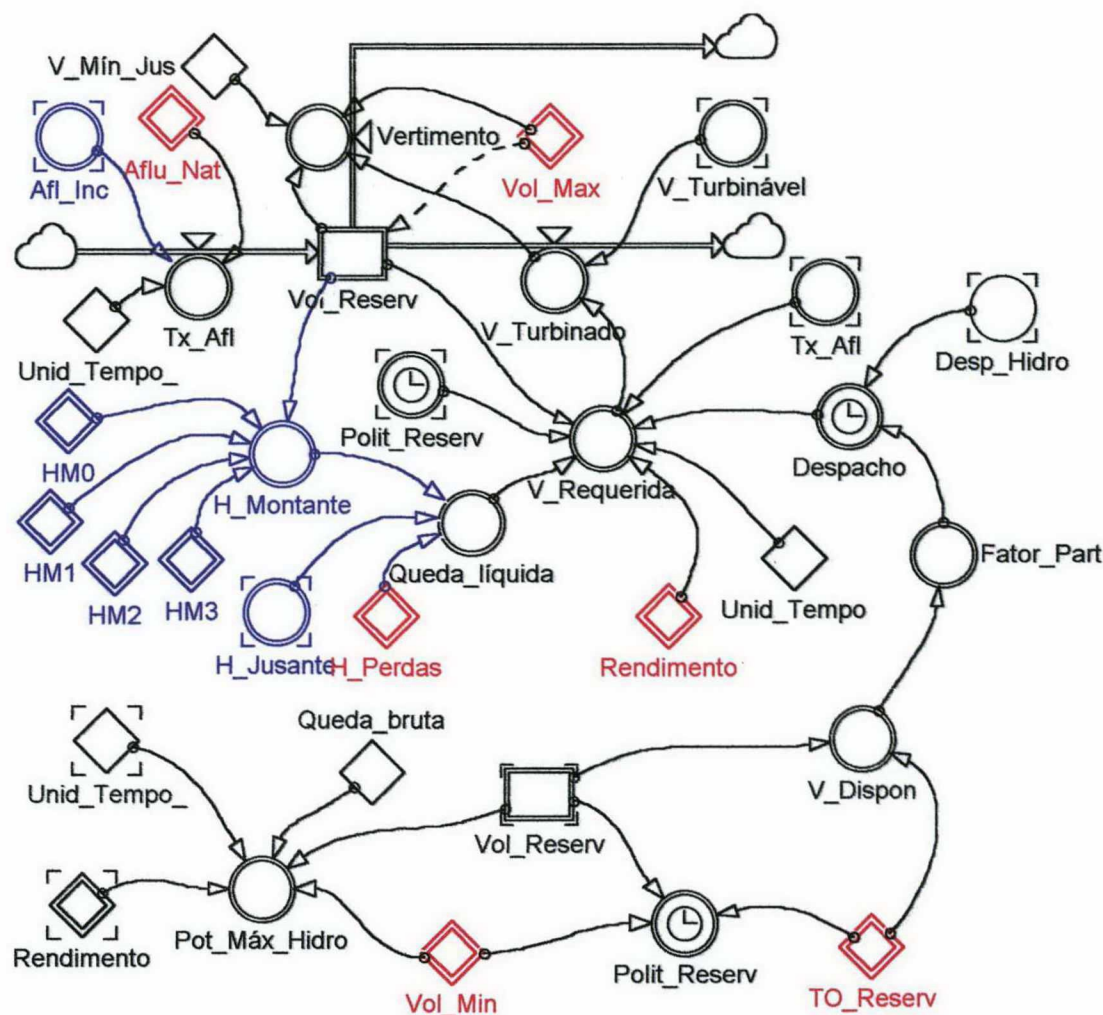


Figura 4.6 – Diagrama de Fluxo e Estoque da Central Hidrelétrica

onde:

V_Min_Jus	volume mínimo a jusante da central hidrelétrica
Vol_Max	volume máximo do reservatório da central hidrelétrica
Afl_Inc	afluência incremental ao reservatório da central hidrelétrica
Aflu_Nat	afluência natural do reservatório da central hidrelétrica
Vol_Reserv	volume do reservatório da central hidrelétrica
Tx_Afl	volume afluente da central hidrelétrica
V_Turbinado	volume de água turbinado na central hidrelétrica
V_Turbinável	volume de água disponível para turbinamento na central hidrelétrica
V_Requerida	volume de água requerido para atender o despacho da central hidrelétrica
Desp_Hidro	despacho da central hidrelétrica em MW
Fator_Part	percentual de participação de cada central hidrelétrica de uma cascata
EE_Desp	energia elétrica despachada pelo ONS à central hidrelétrica
EE_Hidro	energia elétrica efetivamente produzida pela central hidrelétrica
Polit_Reserv	política de deplecionamento do reservatório da central hidrelétrica

H_Perdas	altura de perdas da central hidrelétrica
H_Jusante	altura a jusante da central hidrelétrica
H_Montante	Polinômio do gráfico "altura a montante versus volume do reservatório".
HM0	coeficiente de grau zero do polinômio a montante da central hidrelétrica
HM1	coeficiente de primeiro grau do polinômio a montante do reservatório
HM2	coeficiente de segundo grau do polinômio a montante do reservatório
HM3	coeficiente de terceiro grau do polinômio a montante do reservatório
TO_Reserv	trajetória ótima do reservatório da central hidrelétrica
V_Dispon	volume de água disponível para geração na central hidrelétrica
Vol_Min	volume mínimo permitido ao reservatório da central hidrelétrica

Deve-se observar que a política de operação limita a geração de cada usina hidro a um percentual de sua capacidade, correspondente à meta de deplecionamento, definida no modelo pela variável "Fator_Part". Essa variável será função dos resultados obtidos pelo algoritmo de PDED [28], o qual fornecerá a trajetória ótima do estado de cada reservatório do sistema.

4.3.5 - CENTRAL TERMELÉTRICA

Na formulação do problema de gerenciamento de uma central termelétrica por um investidor privado (IP), deve-se considerar de forma semelhante à central hidrelétrica aspectos tais como: análise de riscos, competitividade do projeto frente a alternativas de competidores, etc.; numa tentativa de buscar uma maior rentabilidade e um menor risco do empreendimento. Isso permite que o problema possa ser formulado da seguinte forma:

“Dada uma previsão do preço futuro do mercado (preço *spot*); estabelecer um conjunto de estratégias que permitam maximizar o lucro esperado sobre o período de planejamento, levando-se em consideração todas as restrições relevantes”

Este novo enfoque deve ser alcançado dentro das limitações impostas pelas condições preestabelecidas no capítulo 2, podendo ser formulado também como um problema de maximização do Valor Presente Líquido (VPL), sujeito as(aos):

- restrições operacionais;
-

- restrições de suprimento de combustível;
- contratos de fornecimento de energia.

O problema pode ser formulado como :

$$\text{Máx. VPL} = \text{Máx. (S)} - I$$

onde:

- S : Receita Líquida no horizonte de estudo;
 I : Investimento do projeto;

Deve-se observar que a receita líquida, S, é calculada pela diferença da Receita Operacional (RO_T) com os Custos Operacionais (CO_T) da central termelétrica.

A Receita Operacional pode ser expressa :

$$RO_T = \sum_{k=1}^N (\beta_k \cdot P_T^k \cdot TE^k) + \sum_{k=1}^N \beta_k \cdot V^k \cdot TG^k$$

Os Custos Operacionais podem ser expressos como :

$$CO_T = \sum_{k=1}^N (\beta_k \cdot c_k \cdot P_T^k) + \sum_{c,k,r} FC.MT.DT + \sum_{k=1}^N \beta_k \cdot \$_{Spot}^k \cdot P_{Spot}^k$$

onde:

- β_k : taxa de atualização ($\beta_k = 1/(1+i)^k$, onde i = taxa de desconto);
 c_k : custo incremental de operação da térmica (\$ / MW);
 P_T^k : potência ativa gerada pela usina térmica no período “k”;
 $\$_{Spot}^k$: preço spot da energia no MAE no período “k”;
 P_{Spot}^k : potência ativa adquirida no mercado spot no período “k”;
 P_{TC}^k : potência ativa contratada através de Contratos bilaterais no período “k”;
 TE^k : tarifa de venda de energia elétrica da usina térmica no período “k”;
 TG^k : tarifa de venda de GN da usina térmica no período “k” ao consumidor pulmão (gás interruptível);
 V^k : volume de gás natural vendido ao consumidor pulmão;
 c : conjunto de fontes de combustível;

- r : meio de transporte (Ex: gasoduto ou navio);
 FC : fornecimento de GN pela fonte de combustível “c” a usina térmica, no período “k”;
 MT : meio de transporte da fonte de combustível “c” a usina térmica, no período “k”;
 DT : distância da mina “c” usina térmica;
 N : horizonte de planejamento (em etapas de operação)

s.a.:

➤ Restrição de Produção – Contrato Bilateral – Mercado Spot:

$$U_{TCBL}^k + U_{Spot}^k \leq \overline{U}_T^k$$

onde:

U_{TCBL}^k : Energia termelétrica contratada bilateralmente no período “k”;

U_{Spot}^K : Energia termelétrica comercializada no mercado spot no período “k”;

\overline{U}_T^k : Energia termelétrica máxima no período “k”.

➤ Restrição de Balanço de Energia:

$$\sum_{k=1}^N U_T^k + \sum_{k=1}^N U_{CBL}^k + \sum_{k=1}^N U_{Spot}^K - \sum_{k=1}^N U_{DT}^k = 0$$

onde:

U_T^k : energia gerada pela usina termelétrica no período “k”;

U_{CBL}^k : energia fornecida através de contratos bilaterais no período “k”;

U_{Spot}^K : Energia comercializada no mercado spot no período “k”; e

U_{DT}^K : energia despachada pelo ONS à termelétrica no período “k”.

➤ Limites operacionais dentro de um intervalo de discretização “K”:

$$P_{-T}^k \leq P_T^k \leq \overline{P}_T^k \quad p/ K=1,...,NT$$

onde:

\underline{P}_T^k e \bar{P}_T^k : Limite inferior e superior de potência ativa da central térmica no período “k”;

P_T^k : Potência ativa gerada pela central térmica no período “k”.

➤ Restrição de fornecimento de combustível para usina térmica

$$\underline{V}_{GN} \leq \sum_{s,r} FC \leq \bar{V}_{GN}$$

onde:

\underline{V}_{GN} e \bar{V}_{GN} : limite inferior e superior de GN contratados no período “k”.

Uma central térmica a gás foi analisada de forma similar ao processo usado na modelagem de uma central hidrelétrica, em termos de suas características básicas, conforme descrito no Anexo A. Com base no diagrama de laço causal apresentado no Anexo A – Figura A.6, foi construído um diagrama de fluxo / estoque, apresentado na Figura 4.7, que permite analisar o funcionamento de uma central termelétrica a gás.

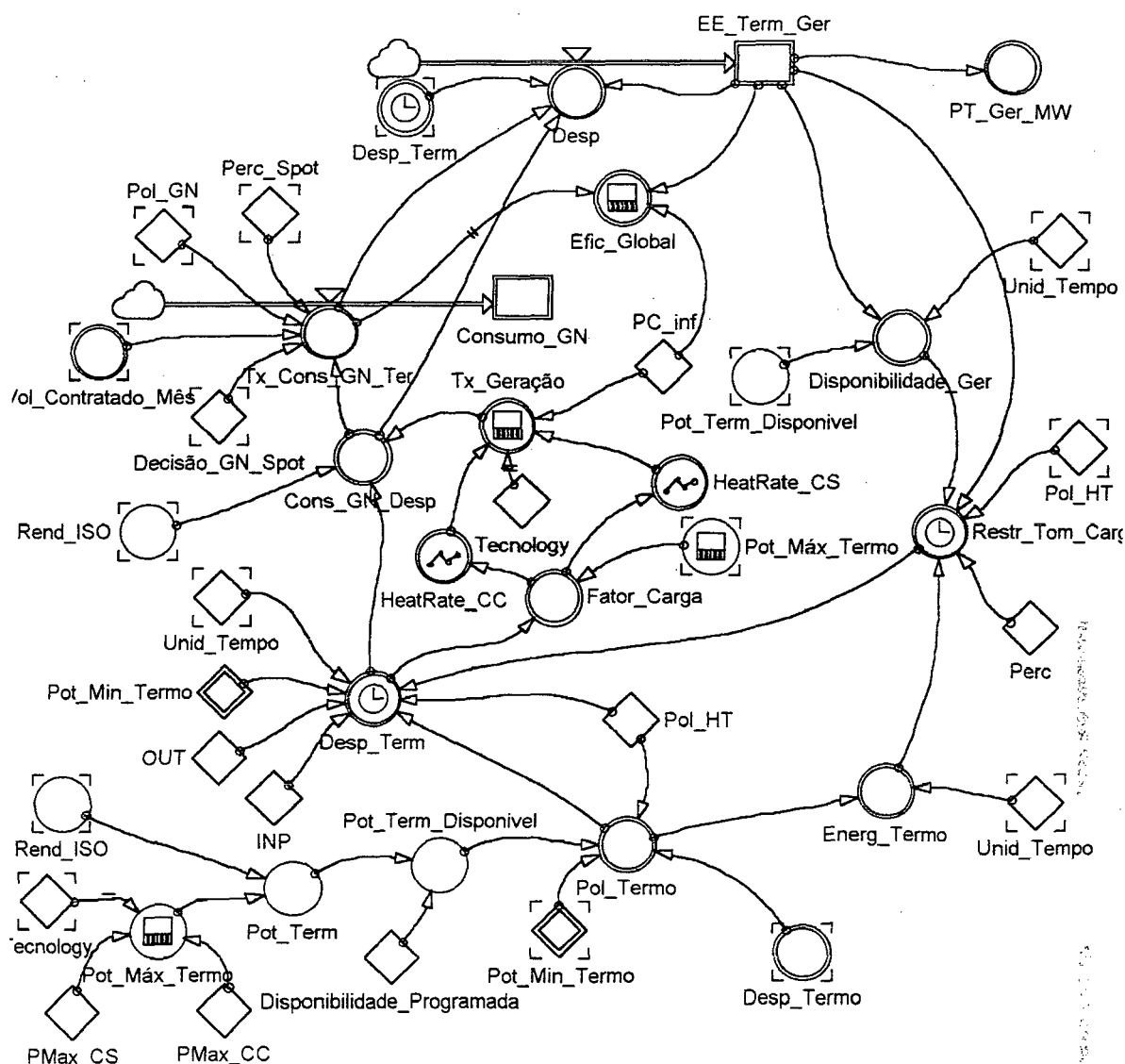


Figura 4.7 – Diagrama de fluxo de uma central termelétrica a gás

onde:

OUT:	período de simulação no qual a central estará fora de operação;
INP:	período de simulação no qual a central estará em operação;
PMax_CS:	potência máxima da central utilizando ciclo simples;
Pmax_CC:	potência máxima da central utilizando ciclo combinado;
Technology:	especifica a opção tecnológica da central (CS ou CC);
Rend_ISO:	representa o fator de correção relativo aos parâmetros da turbina;
Pot_Term:	potência máxima da central;
Pot_Term_Disponível:	potência máxima da central considerando o plano de manutenção;
Pot_Min_Termo:	potência mínima da central;
Pol_Termo:	determina, de acordo com o nível de integração, o quanto será gerado pela central;
Pol_HT:	define se a central será declarada flexível ou inflexível;

Desp_Term:	despacho efetivo da central;
HeatRate_CC:	rendimento interno da central utilizando ciclo combinado;
HeatRate_CS:	rendimento interno da central utilizando ciclo simples;
Cons_GN_Desp:	consumo de GN associado ao despacho efetivo d central;
Decisão_GN_Spot:	define se a central pode comprar GN no mercado <i>spot</i> ;
Tx_Cons_GN_Ter:	volume de GN efetivamente consumido no mês;
PC_inf:	poder calorífico inferior do GN;
Efic_Global:	eficiência global da central;
EE_Term_Ger:	energia efetivamente gerada pela central;
Preço_GN_Poço:	preço do GN na boca do poço;
Preço_GN_Transp:	preço associado ao transporte do GN;
Tx_Cons_GN:	consumo mensal de GN da central;
Consumo_GN:	consumo de GN em m ³ ;
Cons_Mês:	consumo mensal de GN;
Consumo_Pulmão_GN:	volume de GN interruptível;
Tx_GN_Pulmão:	variação mensal de GN interruptível;
Ajuste_GN_Anual:	diferença entre o estoque de GN e o consumo efetivo anual;
Ajuste_GN Mensal:	diferença entre o volume contratado e o consumido mensalmente;
Perc_Spot:	montante de GN percentual que se permite comprar no <i>spot</i> ;
Pol_GN:	define se a liquidação do volume de GN será mensal ou anual;
Estoque_GN:	volume total de GN em função do volume contratado;
Tx_Cons_GN:	volume de GN consumido mensalmente;
Montante_Spot:	montante de GN efetivamente comprado no mercado <i>spot</i> ;
Comprar_Spot:	volume de GN que se deve comprar no mercado <i>spot</i> ;
Cons_Real_Mês:	volume Real de GN consumido mensalmente;
V_Contratado_Diário:	volume de GN contratado diariamente.

Nesta modelagem a eficiência global (Efic_Global) da central termelétrica é um parâmetro resultante da simulação é basicamente uma função do fator de carga. Uma amostra dos resultados da simulação de uma usina termelétrica a gás de 515 MW, operando com diferentes fatores de carga, é apresentada na tabela abaixo:

Tabela 4.1 – Influência do fator de carga no desempenho operacional da EGTGN

	Fator de Carga			
	100 %	75 %	50 %	25 %
Consumo de GN (10 ⁶ m ³ / dia)	2,79	2,22	1,72	1,01
Eficiência Global (%)	38,94	36,58	31,42	26,76

Tais resultados mostram que o consumo de GN e a eficiência global da central termelétrica são influenciados tanto pela opção de operação (flexível ou inflexível) ditada pelo contrato de gás, quanto pela política operativa ditada pelo ONS. Estas considerações são importantes para avaliar e definir estratégias operativas e comerciais do PIE.

4.4 - Módulo Econômico

O módulo econômico tem por objetivo avaliar o resultado econômico (tarifas, juros, amortização da dívida, pagamentos de serviços e combustível, etc.) de uma central termelétrica sob uma determinada política operativa, que por sua vez faz parte de uma estratégia definida pelo módulo gerencial, bem como realizar a avaliação financeira a curto prazo do empreendimento.

No entanto, a análise econômico-financeira deve considerar não apenas os fatores monetários, mas também deve levar em conta considerações estratégicas. Portanto, a análise econômico-financeira de um projeto deve contemplar aspectos relativos a critérios econômicos que traduzem os seguintes aspectos: rentabilidade do investimento; disponibilidade de recursos; e fatores intangíveis. Para que estes fatores, relevantes no ambiente competitivo, possam ser incluídos nos modelos de planejamento, é necessário selecionar uma técnica de modelagem adequada.[16]

Nesse trabalho, o elemento básico para a avaliação financeira de um projeto é o fluxo de caixa, sob a perspectiva do investidor que informa, se o projeto é capaz de remunerar adequadamente o capital dos investidores. O fluxo de recursos de uma central térmica, após o início de sua operação, pode ser visualizado na Figura 4.8.

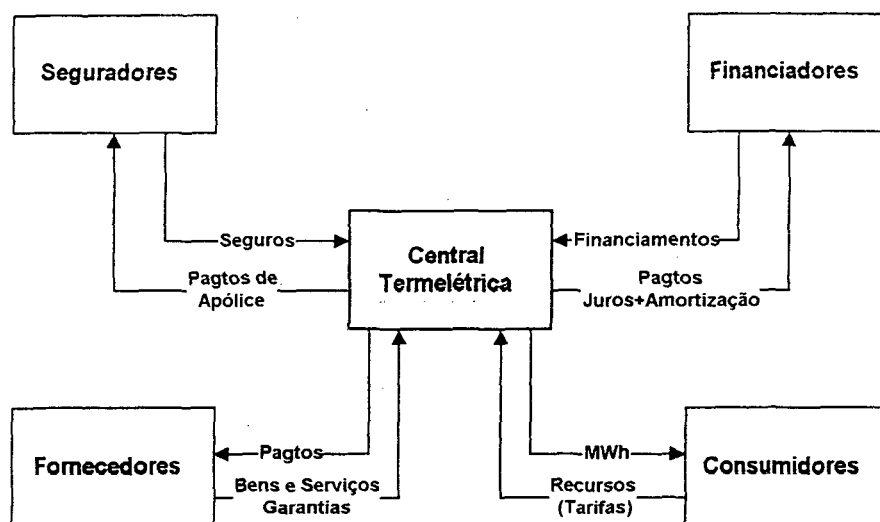


Figura 4.8 – Fluxo de recursos na gestão econômica – financeira de uma central termelétrica

Os principais dados para a avaliação financeira de um projeto elétrico são os seguintes [15]:

- cronograma físico-financeiro dos investimentos;
- estrutura de financiamento, que define a relação capital próprio / capital de terceiros;
- condições de financiamento, que define as taxas de juros, prazos de carência e de amortização da dívida;
- vida útil econômica do projeto;
- características técnicas do projeto elétrico, que definem a potência total instalada e o cronograma de instalação das unidades geradoras;
- impostos e outros encargos tais como ICMS, O&M e Imposto de Renda;
- seguros e fundos de reserva, que atenuam os riscos financeiros do empreendimento;
- capital circulante, associado às contas a pagar e a receber e ao caixa para transações.

Dessa forma, o problema de planejamento econômico-financeiro pode ser matematicamente formulado por:

$$\text{Máx.} \sum_{k=1}^N RO^k - CE^k - CF^k$$

onde:

- RO^k : receita operacional do período “k”;
- CE^k : compromisso econômico do período “k”;
- CF^k : compromisso financeiro do período “k”; e
- N : horizonte de planejamento

s.a.:

➤ Restrição de recursos da operação

$$RO^k = \sum_{k=1}^N (U_{CBL}^k \cdot \$_{CBL}^k + U_{Spot}^k \cdot \$_{Spot}^k)$$

onde:

- U_{CBL}^k : energia contratada bilateralmente no período “k”;
- $\$_{CBL}^k$: preço da energia contratada bilateralmente no período “k”;
- U_{Spot}^k : energia negociada no *spot* no período “k”;
- $\$_{Spot}^k$: preço da energia negociada no *spot* no período “k”.

➤ Restrição de recursos econômicos

$$CE^k = \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^{LCE} H^{i,k}$$

onde:

- CE: lista de compromissos econômicos;
- $H^{i,k}$: compromisso econômico “i” no período “k”.

➤ Restrição de recursos financeiros

$$CF^k = \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^{LCF} F^{i,k}$$

onde:

- CF: lista de compromissos financeiros;
- $F^{i,k}$: compromisso financeiro “i” no período “k”.

No modelo apresentado a seguir, a análise financeira está baseada nos seguintes parâmetros:

- receitas operacionais: constitui-se no principal recurso financeiro de uma central termelétrica, variando com o tempo de operação e com o fator de carga, bem como com o consumo de combustível e multas contratuais provenientes de quebras de contrato;
- débitos oriundos da operação: associados aos pagamentos de seguros, juros e amortização da dívida e dos bens e serviços necessários para sua operação.

O diagrama de laço causal (DLC) apresentado pela Figura 4.9 representa o processo de obtenção do fluxo de caixa líquido mensal da operação.

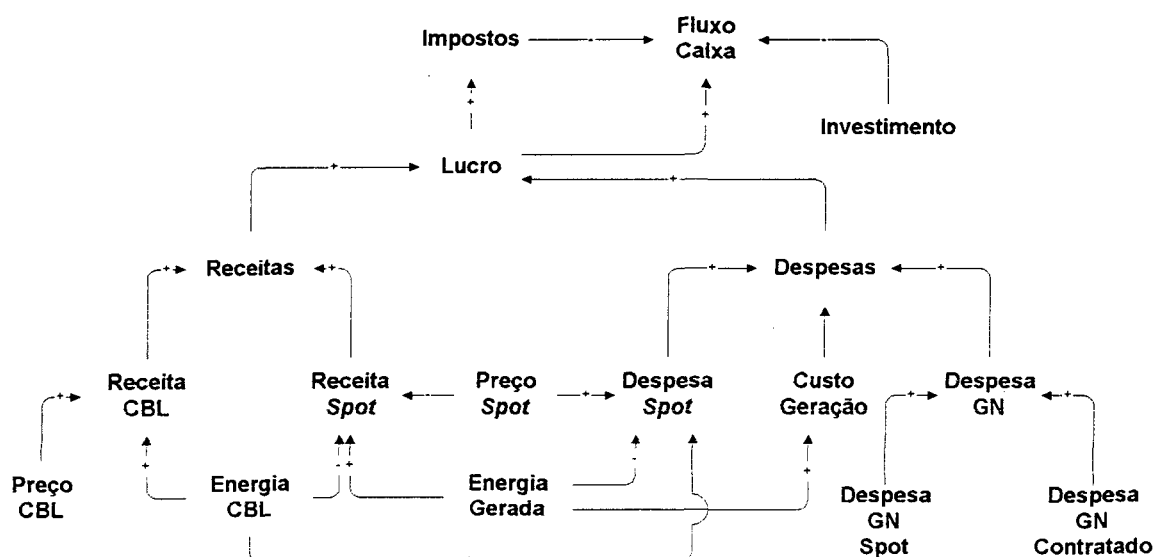


Figura 4.9 – DLC da Análise Econômica

A Figura 4.10 apresenta o diagrama de estoque e fluxo desenvolvido no Powersim [24] tomando como base a Figura 4.9.

CG:	capital de giro da empresa de geração;
FC:	fluxo de caixa da empresa de geração;
VPL:	valor presente líquido;
Tx_Desc_Anuar:	taxa de desconto anual requerida pelo investidor;
Tx_Mensal:	taxa de desconto mensal;

O módulo econômico considera ainda, no cálculo do “Fluxo de Caixa”, a depreciação dos equipamentos ao longo de sua vida útil, e os descontos incidentes sobre o lucro operacional devido aos impostos.

As variáveis de interesse inicialmente consideradas na formulação das estratégias comerciais e posteriormente avaliadas pelo modelo de simulação são as seguintes:

- condições hidrológicas: cenários hidrológicos;
- taxa de tomada de carga da central termelétrica;
- potência mínima e máxima de operação;
- fornecimento e custos de combustível;
- falhas de equipamentos: modelo a dois estados; e o
- rendimento global da central.

As relações entre as estratégias acima definidas podem ser visualizadas através do Diagrama de Laço Causal da Figura 4.11.

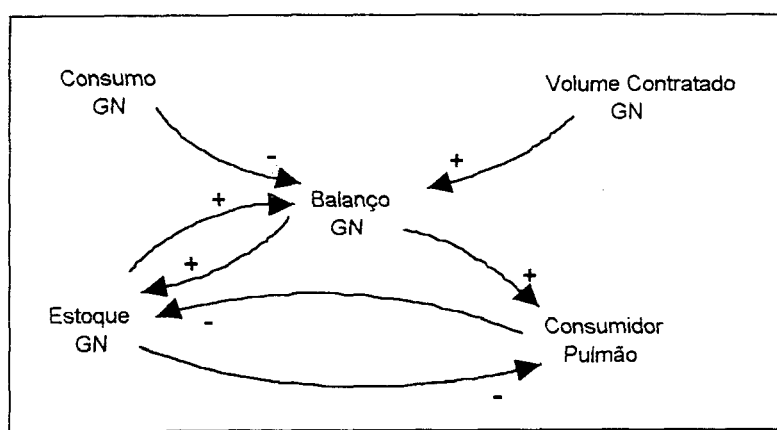


Figura 4.11 – Relações de Causa e Efeito no Setor de Gás

Observe-se que uma estratégia empresarial no sentido de aumentar a geração da central térmica dependerá também de fatores externos à empresa, os quais estarão diretamente ligados ao grau de liberdade contratual.

4.5 - Considerações Finais

Neste capítulo foram discutidos os aspectos relevantes para o desenvolvimento de um modelo desenhado de forma a ser aplicável no setor elétrico como um esquema de representação e organização dos elementos primários de avaliação e que possa também servir de base à aprendizagem.

O módulo técnico representa as características físicas e técnicas de centrais hidrelétricas e termelétricas, levando-se em consideração suas restrições operativas. Na modelagem da central hidroelétrica foram considerados fatores como sua afluência e o estado do reservatório, bem como restrições de vazão defluente mínima e as limitações físicas do conjunto turbina – gerador. A modelagem da usina termelétrica, além de levar em consideração fatores tais como taxa de tomada de carga e potência mínima de operação, modela também os elementos associados ao setor do gás natural, tais como: restrições de fornecimento, consumo mínimo contratual, preço e disponibilidade do gás. Esses modelos foram acoplados, adotando-se, para cada nível de integração da EGT ao sistema, uma política de operação que representasse a sua interação com os agentes do mercado.

A posterior integração dos módulos financeiro e gerencial, com o módulo técnico completa a elaboração de um ambiente para análise das estratégias e políticas operativas de uma central termelétrica, operando em mercado competitivo e sistema predominantemente hidrelétrico.

O modelo como um todo permite à gerência avaliar os impactos associados às suas decisões e assim, reavaliar suas estratégias para o alcance de seus objetivos, de forma a conseguir vantagens competitivas frente aos seus concorrentes.

5. Capítulo - Estudo de Caso: Metodologia e Resultados

5.1 - Introdução

Este capítulo apresenta os resultados da análise de uma empresa geradora termelétrica inserida no sistema interligado brasileiro. Esses resultados foram obtidos com apoio do modelo de simulação descrito no capítulo anterior.

O estudo de caso se baseia nas políticas e estratégias estabelecidas no capítulo 03 e permite avaliar os impactos das incertezas, em termos dos riscos operativos ao qual estarão sujeitas empresas de geração termelétrica inseridas no setor elétrico brasileiro.

5.2 - Metodologia

A metodologia do estudo de caso é apresentada na Figura 5.1 e compreende as seguintes etapas:

- (a) Inicialmente, baseando-se em dados preliminares do Plano Decenal de Expansão 1999/2008, acrescidos de uma empresa geradora termelétrica (Anexo C), foram obtidos através do programa NEWAVE (módulos Newave e Newlistop) os Custos Marginais de Operação – CMO's para o sistema interligado e o Despacho Térmico da central sob análise para cada uma das séries históricas de fluência.
- (b) A seguir, foram avaliados os riscos operativos associados a cada série histórica de fluências. Considerou-se, nesta etapa, que a empresa em análise estaria totalmente exposta às oscilações do preço de mercado, ou seja, o montante de energia contratada bilateralmente seria nulo.
- (c) Na terceira etapa, são avaliados e obtidos os níveis de contratos bilaterais (CBL's) ótimos no MAE. A avaliação e determinação dos níveis de contratos bilaterais ótimos se baseia no VPL obtido em cada sequência hidrológica.
- (d) Finalmente, com base em três cenários representativos pré-estabelecidos, avaliam-se, nesta etapa, algumas estratégias que contribuam para melhorar o desempenho da empresa. Dada a evolução do preço spot e o despacho da central, esta avaliação cobre as duas principais opções estratégicas: tecnologias de geração (ciclo simples / ciclo combinado), e alteração dos contratos de fornecimento de GN.

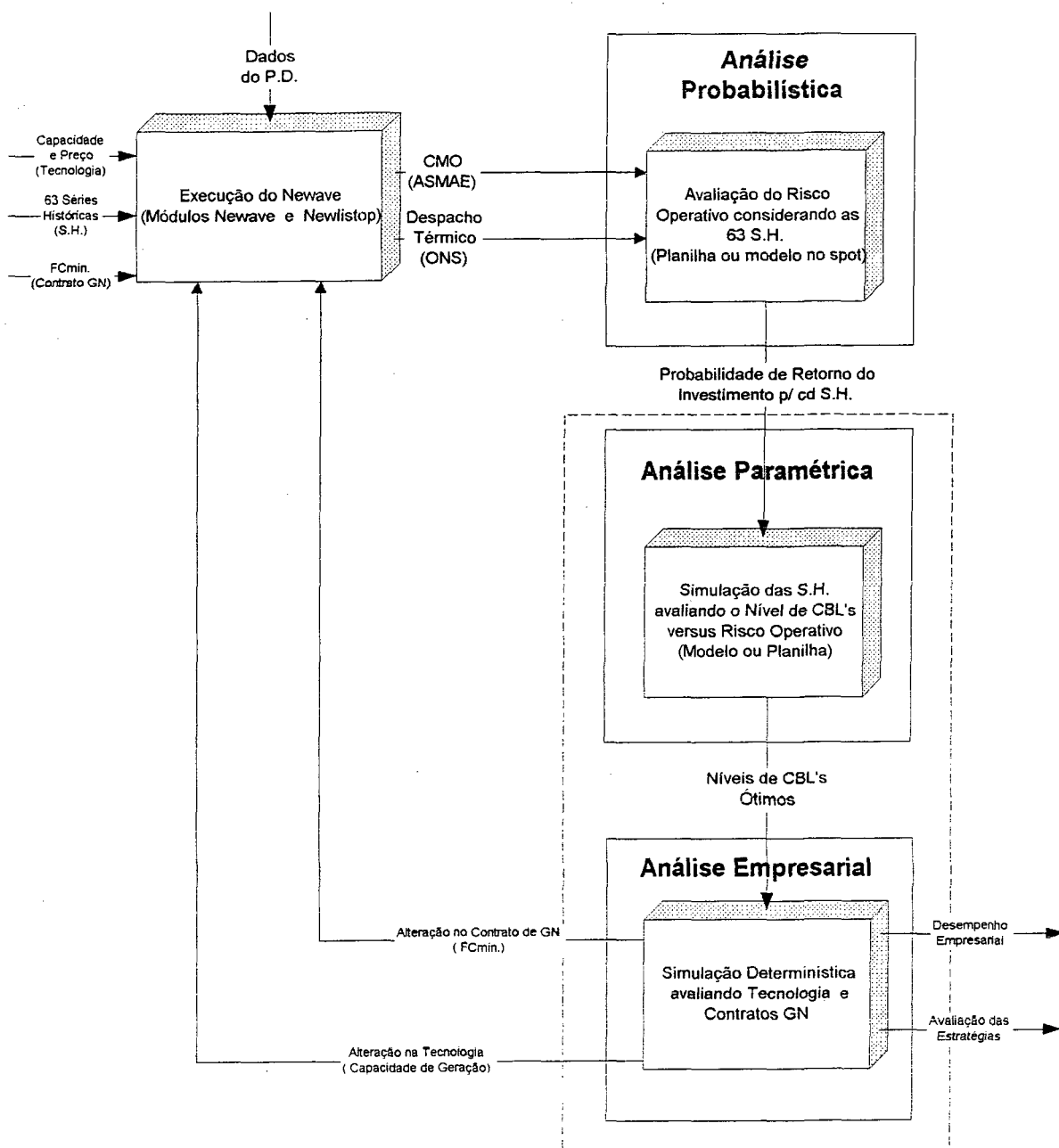


Figura 5.1 – Metodologia do Estudo de Caso.

Devido ao fato de que o CMO e o despacho da central serem calculados com base em informações fornecidas pelos agentes geradores (no caso de uma central térmica tem-se a capacidade, o preço, o contrato de GN e as restrições de potência mínima), torna-se necessário voltar à Etapa 1 para verificar se as decisões tomadas na Etapa 4 afetaram de forma significativa o preço *spot* e/ou o despacho da central. O critério de parada, neste processo iterativo, se baseia na sensibilidade do desempenho do sistema frente às decisões estratégicas da empresa em análise.

5.3 - Configuração do Caso Base

Os dados do plano decenal 1999/2008, usados na elaboração do caso base, configuram um sistema composto por 137 usinas hidrelétricas e 48 usinas termelétricas com uma capacidade instalada total de 64.065,7 MW, dos quais 60.189,73 MW (93,95%) correspondem às centrais hidrelétricas e 3.875,97 MW (6,05%) às centrais termelétricas.

A Tabela 5.1 e a Tabela 5.2 apresentam as centrais existentes na configuração inicial do sistema gerador.

A Tabela 5.1 apresenta para cada usina hidrelétrica, o número de identificação, o posto hidrológico, que define as afluições à usina no arquivo histórico de vazões, seu volume inicial e o subsistema pertinente.

Tabela 5.1– Sistema Hidrelétrico Existente

NUM	NOME	POSTO	SS	V.INIC	NUM	NOME	POSTO	SS	V.INIC
1	CAMARGOS	1	1	20.0	119	H.BORDEN	319	1	20.0
2	ITUTINGA	2	1	20.0	120	JAGUARI	120	1	20.0
6	FURNAS	6	1	20.0	121	PARAIBUNA	121	1	20.0
7	M.MORAES	7	1	20.0	123	FUNIL	123	1	20.0
8	ESTREITO	8	1	20.0	124	LAJES	132	1	20.0
9	JAGUARA	9	1	20.0	127	SOBRAGI	198	1	20.0
10	IGARAPAVA	10	1	20.0	130	I.DOS POMBOS	301	1	20.0
11	VOLTA GRANDE	11	1	20.0	131	N.PECANHA	131	1	20.0
12	P.COLOMBIA	12	1	20.0	132	FONTES	132	1	20.0
14	CACONDE	14	1	20.0	133	P.PASSOS	306	1	20.0
15	EUC. CUNHA	15	1	20.0	134	SALTO GRANDE	134	1	20.0
16	A.S.OLIVEIRA	16	1	20.0	144	MASCARENHAS	144	1	20.0
17	MARIMBONDO	17	1	20.0	156	TRES MARIAS	156	1	20.0
18	A.VERMELHA	18	1	20.0	192	GUILMAN	262	1	20.0
25	NOVA PONTE	25	1	20.0	251	SERRA MESA	270	1	20.0
26	MIRANDA	206	1	20.0	74	FOZ DO AREIA	74	2	30.0
30	CORUMBA I	209	1	20.0	73	D.JORDAO	73	2	100.0
24	EMBORCACAO	24	1	20.0	76	SEGredo	75	2	30.0
31	ITUMBIARA	31	1	20.0	77	SLT.SANTIAGO	77	2	30.0
32	C.DOURADA	32	1	20.0	78	SALTO OSORIO	78	2	30.0
33	SAO SIMAO	33	1	20.0	82	SALTO CAXIAS	222	2	30.0
37	B.BONITA	37	1	20.0	93	PASSO FUNDO	93	2	30.0
38	A.S.LIMA	38	1	20.0	110	ERNESTINA	110	2	30.0
39	IBITINGA	39	1	20.0	111	PASSO REAL	111	2	30.0
40	PROMISSAO	40	1	20.0	112	JACUI	112	2	30.0
42	NAVANHANDAVA	42	1	20.0	113	ITAUBA	113	2	30.0
44	I.SOLT.EQV.	44	1	20.0	115	G.P.SOUZA	115	2	30.0
45	JUPIA	45	1	20.0	295	T.MARIAS FIC	156	3	20.0

46	P.PRIMAVERA	46	1	20.0	169	SOBRADINHO	169	3	20.0
47	A.A.LAYDNER	47	1	20.0	172	ITAPARICA	172	3	100.0
49	XAVANTES	49	1	20.0	176	COMP.PAFONSO	176	3	100.0
50	L.N.GARCEZ	50	1	20.0	178	XINGO	178	3	100.0
61	CAPIVARA	61	1	20.0	190	B. ESPERANCA	190	3	100.0
62	TAQUARUCU	62	1	20.0	291	SERRA MESA F	270	4	100.0
63	ROSANA	63	1	20.0	275	TUCURUI	275	4	20.0
66	ITAIPU	66	1	20.0	272	CURUA-UNA	277	4	20.0
118	BILLINGS	319	1	20.0					

SS indica o subsistema ao qual pertence à usina (1=sudeste; 2=sul; 3=norte; 4=nordeste).

A Tabela 5.2 apresenta as centrais termelétricas existentes na configuração inicial do sistema gerador, agrupadas em classes térmicas, de acordo com o tipo de combustível e custo de operação. Esta tabela apresenta também a capacidade instalada e o fator de capacidade máximo das usinas, de acordo com a classe térmica. Baseado no fator de capacidade mínimo é também informada a potência mínima a ser considerada na operação de cada usina.

Tabela 5.2 – Sistema Térmico Existente

Classe Térmica	Nome da Usina	Tipo de Combustível	Fator de Capacidade Máximo	Capacidade	GT _{Min} (MW)	Custo (R\$/MW)
1	Angra 1	Nuclear	97.	657	300.00	8.50
2	Igarapé	Óleo	92.	131	46.00	24.33
3	St. Cruz 1 2	Óleo	87.	168	56.00	41.55
3	St. Cruz 3 4	Óleo	91.	440	65.00	41.55
4	Piratinga 1 2	Óleo	99.	200	31.81	48.63
4	Piratinga 3 4	Óleo	88.	270	74.00	48.63
5	Carioba	Óleo	96.	36	3.00	46.61
7	R. Silveira G	Gás	98.	32	4.00	44.49
8	Cuiaba Diesel	Óleo	90.	150	13.70	88.70
13	P Médici A	Carvão	80.	126	68.00	22.32
13	P Médici B	Carvão	80.	320	156.00	22.32
14	J. Lacerda C	Carvão	96.	363	194.00	38.99
15	J. Lacerda B	Carvão	94.	262	162.00	42.48
16	J. Lacerda A1	Carvão	55.	100	41.76	48.92
16	J. Lacerda A2	Carvão	90.	132	65.10	48.92
17	Figueira	Carvão	92.	20	5.00	68.33
18	Charqueadas	Carvão	86.	72	25.00	53.29
19	Nutepa	Óleo	80.	24	3.00	50.97
20	Alegrete	Óleo	85.	66	4.00	98.52
21	S. Jerônimo	Óleo	80.	17	5.00	95.25
29	Camacari I	Óleo	70.	290	0.20	128.90

Na elaboração do caso de referência, considerou-se, além do programa de expansão da oferta de energia elétrica prevista no Plano Decenal de Expansão, uma empresa geradora termelétrica a gás natural inserida no subsistema sul, com capacidade instalada de 500 MW, fator de capacidade máximo de 90% e um custo de geração estimado em R\$30,00 por MW.

5.4 - Estimativa do Preço Spot e Despacho das Usinas

O despacho das centrais geradoras é traçado pelo ONS de acordo com uma programação de despacho ótimo econômico, assim como a determinação do preço *spot* é feita pelo agente de contabilização e liquidação (ASMAE) de forma centralizada.

Por conseguinte, este trabalho utiliza o programa NEWAVE, em particular os módulos Newave e Newlistop, para obtenção destes parâmetros. Os resultados obtidos através da execução do programa NEWAVE, versão 7.3a, quais sejam, os Custos Marginais de Operação – CMO para o sistema interligado e o Despacho Térmico da central sob análise foram calculados para cada uma das 63 séries históricas de afluência, conforme detalhado no Anexo C. O tempo de execução do sub-módulo NEWAVE, considerando-se um horizonte de análise de 10 anos, foi de aproximadamente 3½ h utilizando um computador Pentium II 450 MHz.

Como o programa NEWAVE se encontra em fase de validação no âmbito do MAE, foi avaliada a influência da taxa de desconto e do número de séries sintéticas usadas no NEWAVE, como segue.

Influência da Taxa de Desconto

A análise de sensibilidade se propõe a verificar a influência da taxa de desconto no desempenho do Newave. Segundo Ramos [29], variações de 8 a 12% na taxa de desconto influem pouco nos resultados finais do Newave. Verifica-se que a variável que mais sofreu impacto foi o Custo Marginal de Curto Prazo – CMCP.

Influência do Número de Séries Sintéticas

O programa Newave foi executado considerando 500, 750, 1000, 1500 e 2000 séries sintéticas numa análise de sensibilidade com respeito ao número de séries sintéticas na expectativa de que diferenças entre os despachos fossem diminuindo à medida em que o número de séries sintéticas consideradas aumentasse.

Entretanto, tais diferenças não foram verificadas com a variação do número de séries sintéticas. Isso se deve ao fato de que as séries sintéticas são obtidas das vazões históricas, e preservam as características da amostra original (médias, desvios padrão, coeficientes de correlação espaciais e temporais, etc.). Desta forma, a partir de um certo nível de participação de oferta térmica, o sistema pode ser levado a um ponto operativo pouco sensível às variações hidrológicas.

5.5 - Análise Probabilística

Nesta fase, são avaliados os riscos operativos associados a cada uma das séries históricas de afluência. Considera-se para tanto que a empresa em análise estaria totalmente exposta às oscilações do preço de mercado, ou seja, não possuiria nenhum percentual de energia contratada bilateralmente.

Tomando como base o CMO e o despacho da central obtidos com apoio do Newave, que neste estudo faz as vezes do ONS e do ASMAE, foi obtida a evolução do valor presente líquido – VPL, ao longo do período de simulação (10 anos), a qual é ilustrada na Figura 5.2.

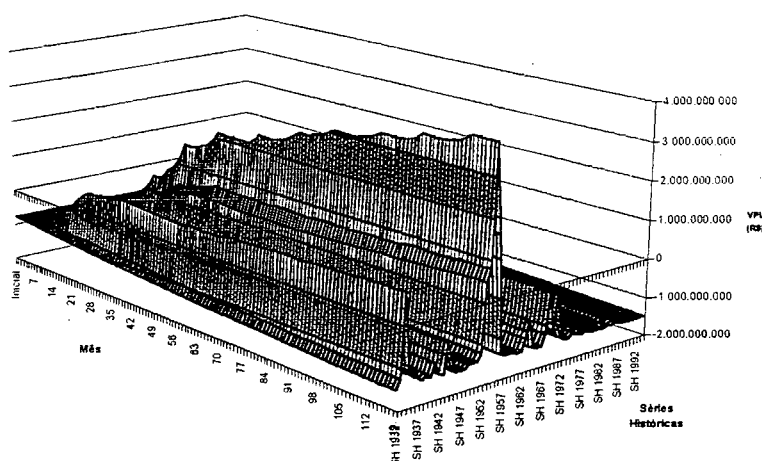


Figura 5.2 – Evolução do VPL ao longo do período de simulação – UTE 100% *Spot*

A Figura 5.3 apresenta o VPL no fim do período de simulação, para cada uma das 63 séries históricas.

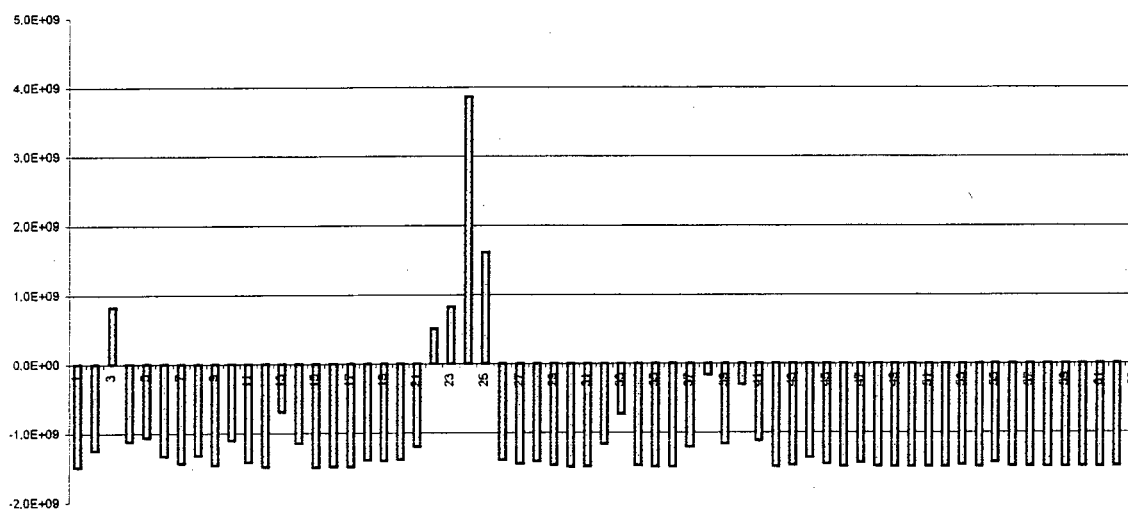


Figura 5.3 – Avaliação do Risco Operativo para condição de 100% *spot*.

Como se pode observar na Figura 5.3, a grande maioria das séries históricas apresenta VPL negativo, ou seja, nestas séries de afluência o risco de operação no mercado *spot* é inaceitável. Em contraste, as séries históricas de 1955, 1956, 1934, 1954 e 1953 apresentam retorno positivo. Uma síntese do desempenho financeiro associado à operação no mercado *spot* “puro” (sem contratos bilaterais) é apresentada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Frequência de retorno do investimento

Retorno do Investimento (em bilhões de Reais)	Número de Ocorrências	Percentual
2,0 <= VPL <= 4,0	1	1,6%
1,0 <= VPL <= 2,0	1	1,6%
0,0 <= VPL <= 1,0	3	4,8%
- 1,0 <= VPL <= 0,0	4	6,3%
- 2,0 <= VPL <= - 1,0	54	85,7%

É importante destacar que o cálculo do VPL apresentado leva em consideração as seguintes premissas:

- a) O montante de gás natural contratado com o setor de gás é de 2.787.815,85 m³ / diários. Foi adotado o preço de referência válido para o período até 31/12/2008 - Região SE/SUL/C.OESTE - [30], o qual é composto pelas parcelas: *Commodity* (1,13 US\$/MMBTU) + Transporte (0,929 US\$/MMBTU).
- b) Imposto de renda
15% para Lucro Operacional <= R\$ 240.000,00 e 25% para Lucro Operacional > R\$ 240.000,00
- c) Depreciação do equipamento: considerou-se uma vida útil de 30 anos e o valor do equipamento equivalente a R\$ 750.000.000,00.
- d) Capital de giro e despesas com *marketing* foram consideradas nulas.

5.6 - Análise Paramétrica

A avaliação dos riscos operativos (Figura 5.3), indica que a probabilidade de retorno do investimento é de aproximadamente 8% (Tabela 5.3), e que é necessário tomar medidas que atenuem os riscos envolvidos.

Conseqüentemente, deve-se avaliar as possibilidades de melhorar o desempenho empresarial, em primeira instância, através de diferentes níveis de contratos bilaterais (CBL's), que garantem um fluxo de caixa independente do mercado *spot* e das instruções de despacho. Para isso, as 63 séries históricas de afluência foram avaliadas em termos do

valor presente líquido – VPL, considerando diferentes percentuais de contratação bilateral conforme resumido na Tabela 5.4.

A relação de energia contratada bilateralmente / energia comercializada no mercado *spot* será designado “fator de comercialização” – FCOM, definida como segue:

$$FCOM = \frac{\text{Energia Contratada Bilateralmente}}{\text{Energia Assegurada}} \times 100\%$$

Conforme se pode verificar na Tabela 5.4, o desempenho empresarial melhora à medida em que aumenta o fator de comercialização de energia, não obstante ainda permaneça negativo na grande maioria das séries históricas. Isto se deve ao baixo preço adotado nos contratos bilaterais (60,00 R\$ / MW).

As séries históricas com VPL positivo para a condição de UTE totalmente exposta ao mercado *spot* (S.H. 1934, 1953, 1954 1955 e 1956), apresentam um resultado inversamente proporcional ao aumento da participação de CBL's. Este comportamento, mostrado na Figura 5.4, se deve aos elevados preços *spot* associados à ocorrência destas séries. Desta maneira, mesmo garantindo um fluxo de caixa positivo ao preço estabelecido no contrato (R\$ 60,00 / MW), este ganho é ainda muito inferior ao valor da energia se esta fosse vendida ao preço de mercado (225,95 R\$ / MW em média para a SH 1955).

Tabela 5.4 – VPL para diferentes percentuais de participação no mercado spot

S.H.	FCOM					
	0%	20%	40%	60%	80%	100%
1932	-1.490.109.122	-1.201.669.486	-913.229.850	-624.790.214	-336.350.579	-47.910.943
1933	-1.246.396.709	-1.041.043.486	-835.690.263	-630.337.040	-424.983.817	-219.630.595
1934	813.207.713	589.123.249	365.038.785	140.954.321	-83.130.143	-307.214.608
1935	-1.115.360.111	-940.391.308	-765.422.505	-590.453.703	-415.484.900	-240.516.097
1936	-1.066.055.053	-907.390.229	-748.725.405	-590.060.581	-431.395.757	-272.730.933
1937	-1.334.644.747	-1.120.359.073	-906.073.398	-691.787.724	-477.502.049	-263.216.375
1938	-1.432.868.798	-1.196.483.133	-960.097.467	-723.711.802	-487.326.137	-250.940.471
1939	-1.322.855.166	-1.113.855.597	-904.856.028	-695.856.459	-486.856.890	-277.857.321
1940	-1.456.475.797	-1.211.353.883	-966.231.969	-721.110.055	-475.988.141	-230.866.227
1941	-1.107.291.007	-940.778.163	-774.265.319	-607.752.476	-441.239.632	-274.726.788
1942	-1.421.317.280	-1.171.637.403	-921.957.525	-672.277.648	-442.597.770	-172.917.892
1943	-1.486.843.094	-1.237.756.653	-988.670.212	-739.583.771	-490.497.331	-241.410.890
1944	-700.964.630	-614.635.406	-528.312.181	-441.985.957	-355.659.733	-269.333.508
1945	-1.150.262.925	-974.720.445	-799.177.966	-623.635.487	-448.093.007	-272.550.528
1946	-1.499.238.926	-1.206.557.872	-913.876.818	-621.195.764	-328.514.710	-35.833.656
1947	-1.490.673.206	-1.199.136.678	-907.600.151	-616.063.624	-324.527.097	-32.990.570
1948	-1.491.132.830	-1.220.971.302	-950.809.774	-680.648.247	-410.486.719	-140.325.192
1949	-1.394.247.734	-1.172.453.138	-950.658.542	-728.863.946	-507.069.350	-285.274.754
1950	-1.406.000.441	-1.176.861.362	-947.722.283	-718.583.204	-489.444.124	-260.305.045
1951	-1.390.950.505	-1.153.351.100	-915.751.696	-678.152.292	-440.552.888	-202.953.483
1952	-1.201.334.074	-1.021.557.245	-841.780.416	-662.003.587	-482.226.759	-302.449.930
1953	498.574.894	340.641.904	182.708.915	24.775.925	-133.157.064	-291.090.054
1954	807.634.252	575.955.454	344.276.657	112.597.859	-119.080.938	-350.759.736
1955	3.850.314.557	2.947.824.332	2.045.334.108	1.142.843.883	240.353.659	-662.136.566
1956	1.605.598.478	1.193.692.823	781.787.169	369.881.514	-42.024.140	-453.929.795
1957	-1.397.499.352	-1.145.822.617	-894.145.882	-642.469.147	-390.792.412	-139.115.677
1958	-1.450.559.760	-1.193.158.366	-935.756.972	-678.355.578	-420.954.184	-163.552.790
1959	-1.418.955.312	-1.186.440.669	-953.926.025	-721.411.381	-488.896.738	-256.382.094
1960	-1.468.733.904	-1.225.396.807	-982.059.711	-738.722.614	-495.385.517	-252.048.421
1961	-1.499.238.926	-1.213.163.352	-927.087.778	-641.012.204	-354.936.630	-68.861.056
1962	-1.486.699.883	-1.235.138.108	-983.576.332	-732.014.556	-480.452.780	-228.891.004
1963	-1.172.350.823	-983.353.809	-794.356.794	-605.359.779	-416.362.765	-227.365.750
1964	-743.832.276	-645.250.027	-546.667.779	-448.085.530	-349.503.282	-250.921.033
1965	-1.482.721.199	-1.194.717.545	-906.713.891	-618.710.236	-330.706.582	-42.702.928
1966	-1.499.238.926	-1.204.438.927	-909.638.928	-614.838.929	-320.038.930	-25.238.931
1967	-1.499.238.926	-1.219.223.546	-939.208.166	-659.192.786	-379.177.406	-99.162.026
1968	-1.208.522.348	-1.020.586.236	-832.650.123	-644.714.011	-456.777.898	-268.841.786
1969	-163.132.223	-184.146.113	-205.160.003	-226.173.893	-247.187.783	-268.201.674
1970	-1.168.486.587	-994.258.397	-820.030.206	-645.802.016	-471.573.825	-297.345.635
1971	-315.452.161	-306.609.956	-297.767.751	-288.925.546	-280.083.341	-271.241.135
1972	-1.114.407.175	-930.846.467	-747.285.760	-563.725.052	-380.164.344	-196.603.636
1973	-1.499.238.926	-1.201.491.298	-903.743.670	-605.996.042	-308.248.413	-10.500.785
1974	-1.481.718.334	-1.193.917.399	-906.116.464	-618.315.529	-330.514.594	-42.713.659
1975	-1.368.797.206	-1.143.415.192	-918.033.179	-692.651.166	-467.269.153	-241.887.140
1976	-1.459.895.961	-1.179.867.554	-899.839.146	-619.810.739	-339.782.331	-59.753.924
1977	-1.499.238.926	-1.228.801.145	-958.363.364	-687.925.583	-417.487.802	-147.050.022
1978	-1.446.233.315	-1.200.268.272	-954.303.229	-708.338.186	-462.373.143	-216.408.099
1979	-1.489.914.986	-1.211.050.783	-932.159.580	-653.268.378	-374.377.175	-95.485.973
1980	-1.499.238.926	-1.197.902.287	-896.565.649	-595.229.011	-293.892.372	7.444.266
1981	-1.499.238.926	-1.220.661.731	-942.084.536	-663.507.342	-384.930.147	-106.352.953
1982	-1.499.238.926	-1.198.224.164	-897.209.402	-596.194.640	-295.178.878	5.834.884
1983	-1.499.238.926	-1.193.041.398	-886.843.870	-580.646.342	-274.448.814	31.748.714
1984	-1.468.562.276	-1.178.584.462	-888.606.648	-598.628.835	-308.651.021	-18.673.207
1985	-1.499.238.926	-1.218.383.276	-937.527.626	-656.671.976	-375.816.326	-94.960.677
1986	-1.429.947.862	-1.186.871.703	-943.795.545	-700.719.386	-457.643.227	-214.567.068
1987	-1.491.550.670	-1.213.083.254	-934.615.838	-656.148.423	-377.681.007	-99.213.592
1988	-1.487.111.654	-1.220.758.093	-954.404.533	-688.050.972	-421.697.412	-155.343.852
1989	-1.499.238.926	-1.212.917.388	-926.595.850	-640.274.312	-353.952.775	-67.631.237
1990	-1.499.238.926	-1.202.730.124	-906.221.322	-609.712.520	-313.203.718	-16.694.917
1991	-1.490.547.854	-1.206.866.487	-923.185.120	-639.503.753	-355.822.387	-72.141.020
1992	-1.499.238.926	-1.198.476.760	-897.714.595	-596.952.429	-296.190.263	4.571.902
1993	-1.491.049.262	-1.196.219.604	-901.289.946	-606.560.289	-311.730.631	-16.900.973
1994	-1.499.238.926	-1.207.009.940	-914.780.955	-622.551.970	-330.322.984	-38.093.999

Obs.: Valores expressos em Reais.

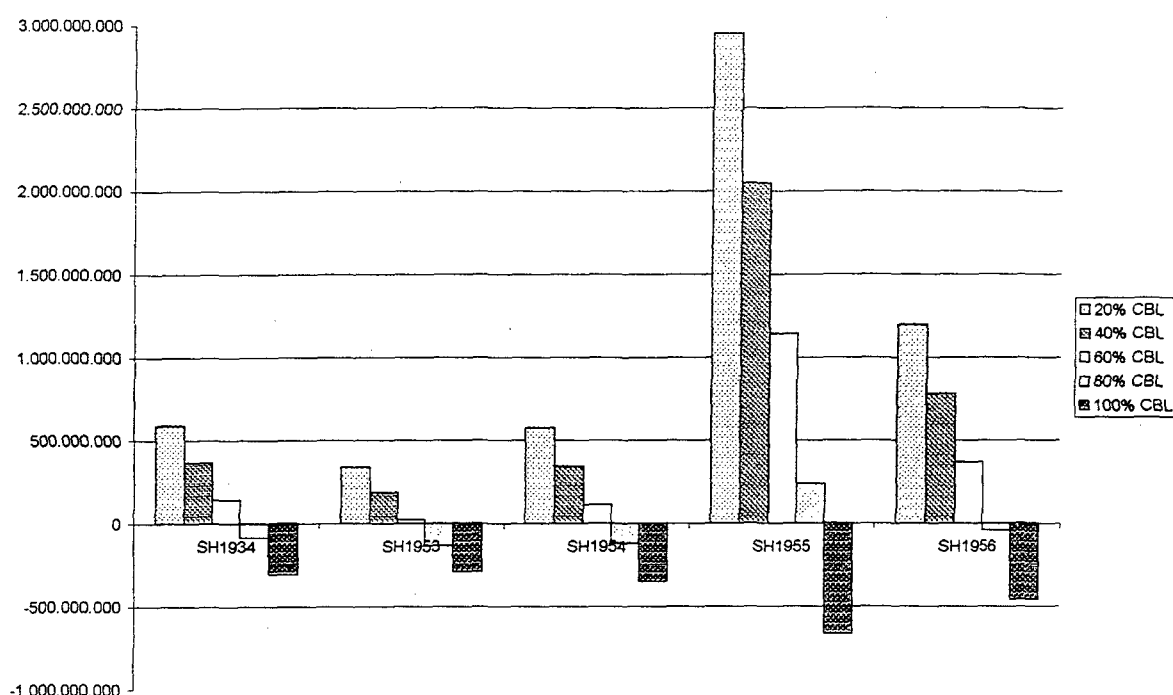


Figura 5.4 – Variação do VPL versus CBL's

5.7 - Análise de Estratégias

Dadas as incertezas com respeito à ocorrência de uma dada série de afluência do histórico, é fundamental que o gestor avalie e selecione estratégias e políticas que assegurem um desempenho empresarial satisfatório, conforme discutido no capítulo 03.

Tendo em vista a impossibilidade prática de analisar e selecionar estratégias para cada série hidrológica, optou-se por pré-selecionar três cenários hidrológicos representativos de distintas regiões no espectro de hidrologias. A seguir, analisa-se o desempenho empresarial sob cada cenário e formulam-se estratégias de controle de risco.

5.7.1 - Seleção dos Cenários de Referência

Os cenários de referência foram selecionados no objetivo de permitir ao gestor avaliar o desempenho da empresa de geração sob situações extremas de hidrologia. Nesse sentido, com base nos resultados do Newave, os cenários foram montados considerando-se a repetição das séries históricas dos anos de 1947, 1954 e 1955 (representando afluências baixa, média e alta, respectivamente), ao longo do período de simulação.

A Figura 5.5, Figura 5.6 e a Figura 5.7 apresentam a evolução do CMO do sistema e do despacho da empresa de geração (EGTGN) em análise ao longo do período decenal de simulação, respectivamente, para cada cenário. Observe-se que o valor declarado pela empresa ao ONS foi mantido constante e igual a 30,00 R\$ / MWh nos três cenários.

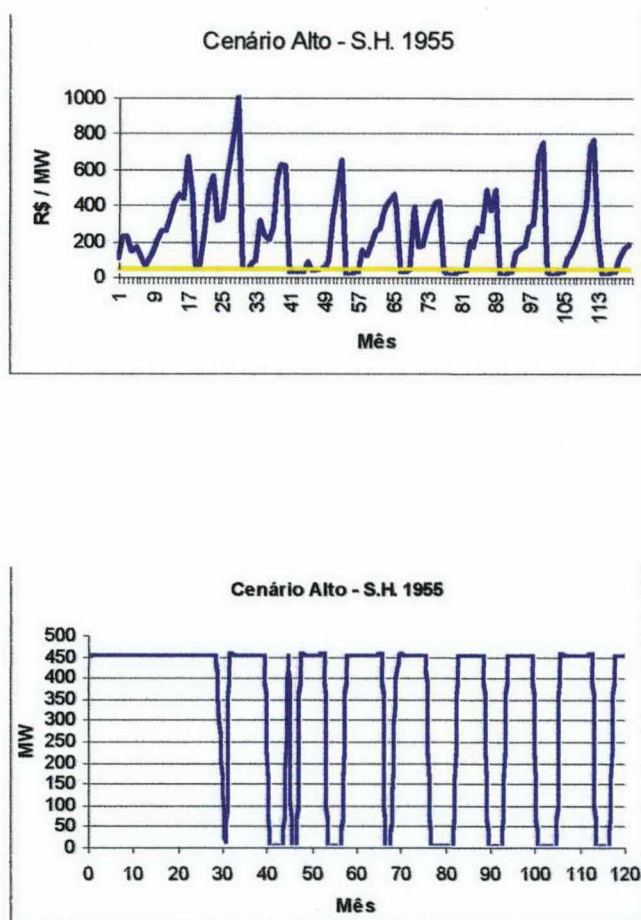


Figura 5.5 – Evolução do CMO e Despacho da EGTGN – Cenário Alto.

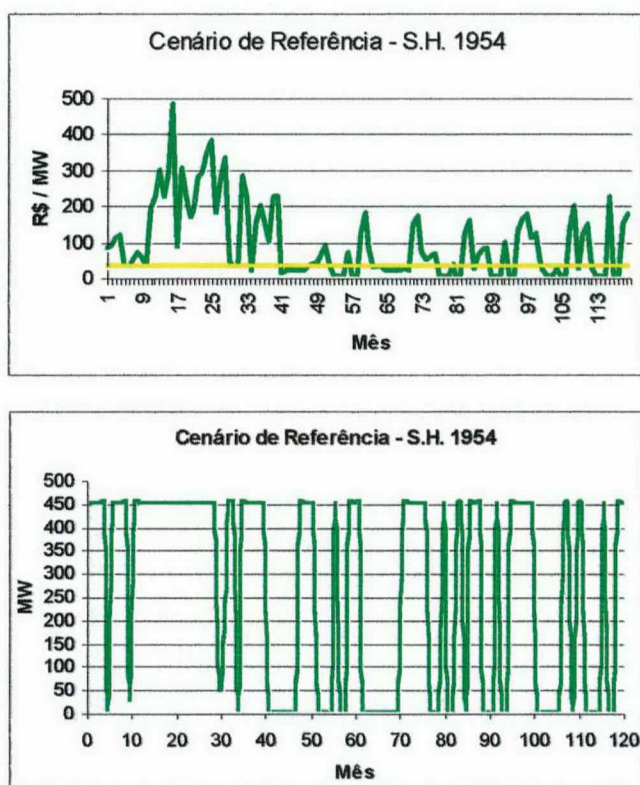


Figura 5.6 – Evolução do CMO e Despacho da EGTGN – Cenário Referência.

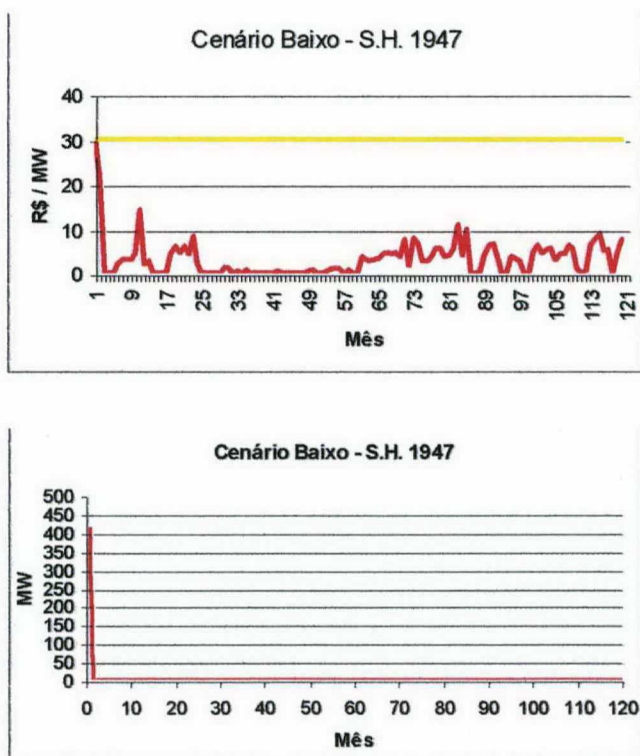


Figura 5.7 - Evolução do CMO e Despacho da EGTGN – Cenário Baixo.

A formulação destes cenários levou em consideração o mesmo plano de expansão apresentado inicialmente. O valor adotado para os contratos bilaterais de compra e venda de energia foi equivalente a 35 US\$ / MWh, valor este verificado em contratos recentes de compra de energia.

5.7.2 - Análise das Estratégias Empresariais

A partir dos cenários especificados, foram avaliadas diversas estratégias gerenciais, com vistas a identificar o potencial de melhoria do desempenho e redução do risco empresarial.

Dado que o preço *spot* e o despacho estão fora do controle da empresa² analisar-se-á a possibilidade de alterar os contratos de fornecimento de gás natural e a escolha da tecnologia de geração (ciclo simples / ciclo combinado).

5.7.2.1 - Alteração de Contratos de Gás Natural

A alteração dos contratos de gás natural afeta, a princípio, somente o montante e o preço de gás contratado. Uma opção adicional estaria disponível se for criada a figura do consumidor-pulmão conforme apresentado pelo Anexo B. Desta forma, a alteração dos contratos de gás natural será abordada a seguir segundo três enfoques, descritos a seguir:

➤ Alteração no montante contratado

A alteração do volume de gás natural contratado implica numa alteração do fator de capacidade mínimo declarado pela empresa ao ONS. Neste caso, se existir alguma restrição de geração mínima imposta pelo agente gerador, o montante de energia correspondente não entra na formação do preço MAE e seria liquidado ao preço declarado pelo gerador.

Como a restrição de potência mínima pode ser originada por contratos *take-or-pay* é avaliada a influência da variação no fator de capacidade mínimo da central sobre o

² Admitindo-se ausência de poder de mercado por parte da geradora.

desempenho empresarial da EGTGN. Através da Figura 5.8 e Figura 5.9, verifica-se as alterações decorrentes do fator de capacidade mínimo declarado tanto no despacho da empresa como no próprio CMO do subsistema no qual a empresa está inserida, ambos calculados no módulo NEWAVE (Figura 5.1).

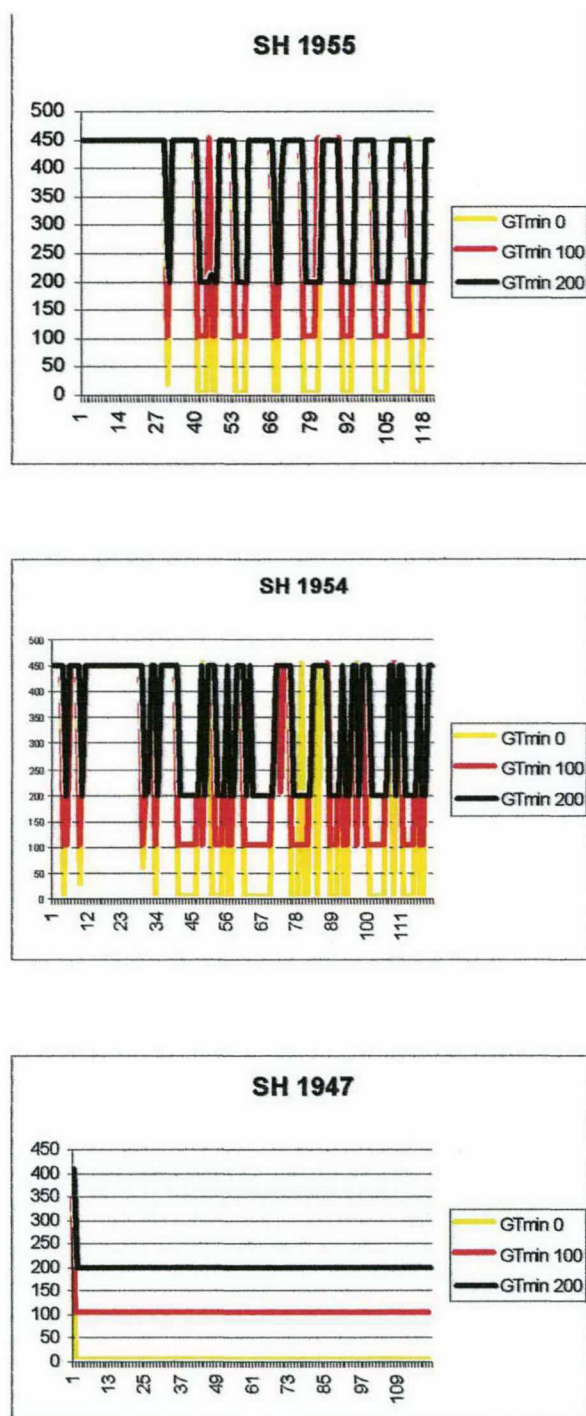


Figura 5.8 - Evolução do Despacho da EGTGN em Função da Restrição de Potência Mínima

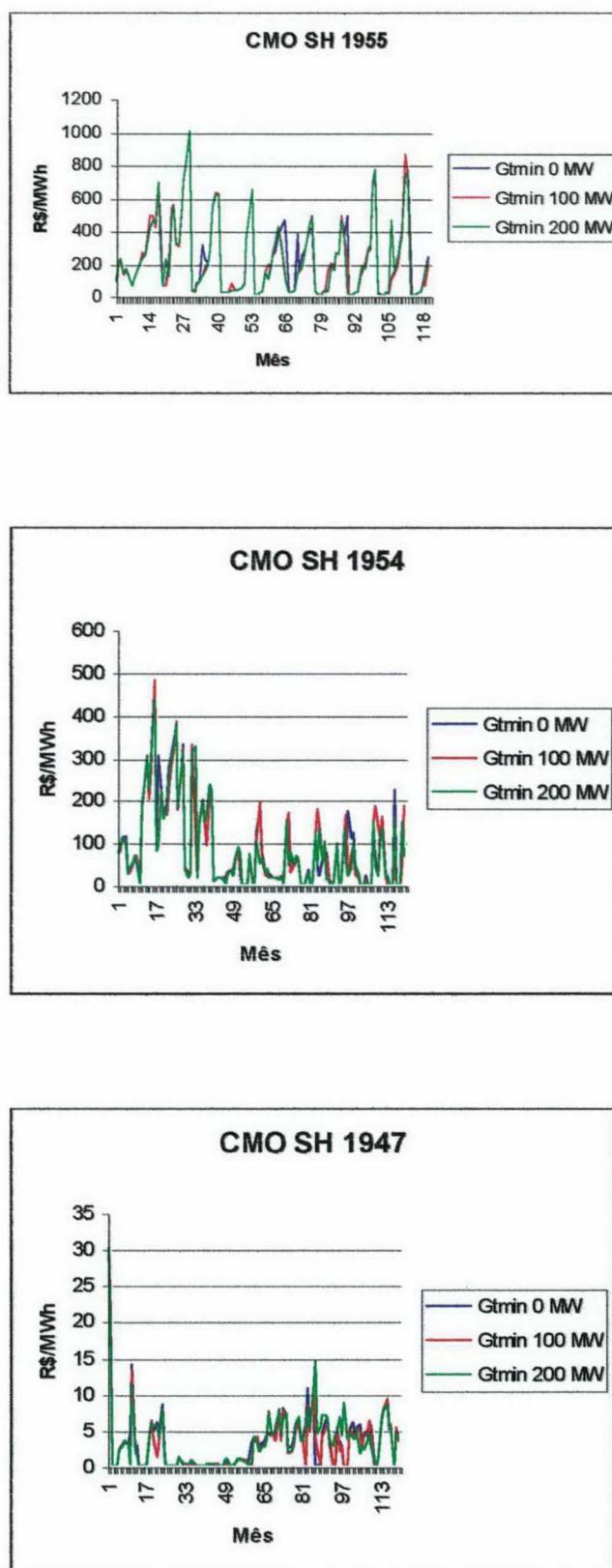


Figura 5.9 - Evolução do CMO em Função da Restrição de Potência Mínima da EGTGN.

Tomando como base estes novos parâmetros, as Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 apresentam a sensibilidade do valor presente líquido à restrição de potência mínima informada ao ONS. Como se pode verificar nos cenários alto e de referência, Figura 5.10 e Figura 5.11, respectivamente, o desempenho empresarial tende a ser inversamente proporcional ao aumento do fator de capacidade mínimo. Isso se deve ao fato de o preço *spot*, em alguns períodos, estar abaixo do preço necessário para que a empresa cubra suas despesas, e mesmo assim tenha que gerar o montante associado à restrição de potência mínima. Já no cenário baixo, Figura 5.12, verifica-se a situação inversa, devido ao preço do mercado *spot* (MAE) aumentar, em alguns períodos, com o aumento do fator de capacidade mínimo.

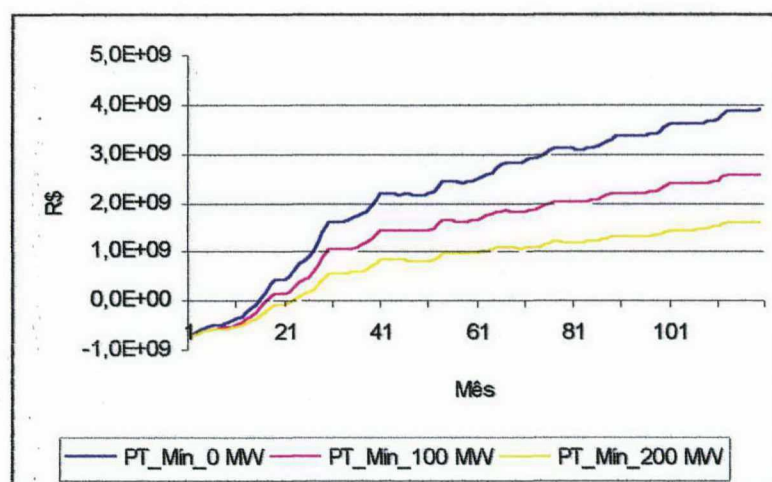


Figura 5.10 – Sensibilidade do VPL à Restrição de Potência Mínima – Cenário Alto.

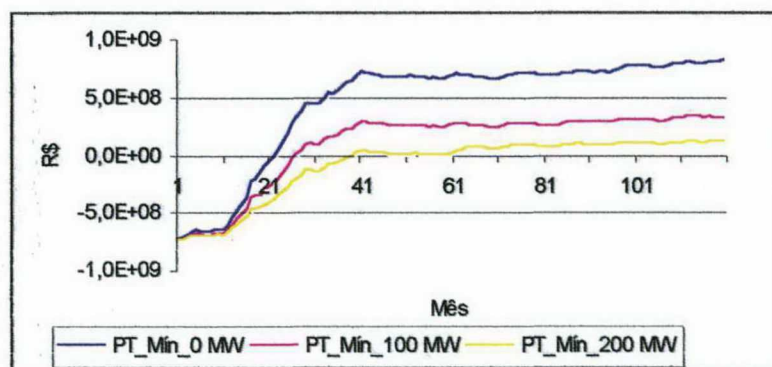


Figura 5.11 - Sensibilidade do VPL à Restrição de Potência Mínima – Cenário Referência.

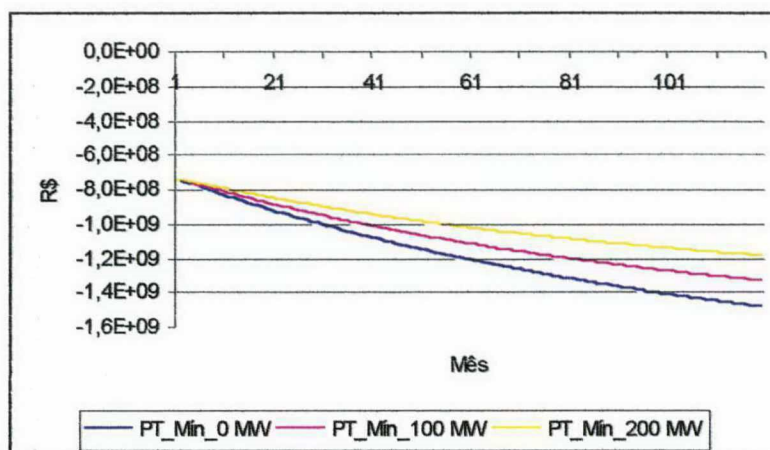


Figura 5.12 - Sensibilidade do VPL à Restrição de Potência Mínima – Cenário Baixo.

➤ Alteração no preço do gás contratado.

Como os contratos de gás natural estabelecem preços dólar, a análise de sensibilidade do preço do gás às variações cambiais é um elemento importante na análise do desempenho empresarial da EGTGN. Isso se deve ao risco de a empresa ter de pagar o gás contratado em dólar e receber o resultado da venda de energia em reais.

Neste contexto, a Tabela 5.5 apresenta a sensibilidade do VPL da empresa às variações no preço do gás natural devidas às oscilações cambiais.

Tabela 5.5 – Sensibilidade do preço do gás natural à variação cambial.

Variação Percentual no Valor Cambial do GN	Cenário Alto	Cenário Referência	Cenário Baixo
+ 10 %	3.775.390.664	732.710.359	-1.565.597.098
+ 5 %	3.812.852.610	770.172.306	-1.528.135.152
Valor Base	3.850.314.557	807.634.252	-1.490.673.206
- 5 %	3.887.776.503	845.096.198	-1.453.211.259
- 10 %	3.925.238.450	882.558.145	-1.415.749.313

Analisando esses resultados, verifica-se que o cenário alto apresenta menor sensibilidade à variação cambial (variação de 1,95% com relação ao valor base), devido

aos elevados preços *spot*. Nos demais cenários, o aumento da despesa oriunda da variação cambial tem um maior reflexo no fluxo de caixa e, portanto, no VPL.

➤ Flexibilidade Contratual

Como apresentado no anexo B, uma alternativa que pode reduzir o impacto da inflexibilidade dos contratos de gás sobre o desempenho da EGTGN seria um mercado interruptível de gás, também denominado “consumidor pulmão”.

A Tabela 5.6 mostra para cada cenário proposto a influência do grau de liberdade permitido/fornecido pelo setor de gás natural no desempenho da EGTGN, considerando diferentes níveis de comercialização de energia elétrica (*spot* / bilateral).

Tabela 5.6 – Sensibilidade do desempenho empresarial aos contratos de GN

Tabela 3.1 - Composição do Resultado da Operação de Comércio de Energia					
Rígido (sem liquidação)				Flexível	
				Mensal	Anual
FCOM	100 % CBL	A	-662.136.565	-576.638.222	-579.439.864
		R	-350.759.736	-213.414.743	-218.551.886
		B	-32.990.569	336.767.301	318.305.026
	50 % CBL	A	1.594.088.995	1.679.587.339	1.676.785.697
		R	228.437.258	365.782.251	360.645.108
		B	-761.831.887	-392.074.016	-410.536.292
	0 % CBL	A	3.850.314.556	3.935.812.900	3.933.011.259
		R	807.634.252	944.979.245	939.842.102
		B	-1.490.673.205	-1.120.915.334	-1.139.377.610

A – cenário alto;

R – cenário de referência;

B – cenário baixo.

Verifica-se nos três níveis de contratos bilaterais apresentados, que o desempenho empresarial melhora quando se flexibiliza o consumo de gás. No entanto, a liquidação mensal do gás excedente ao contratado apresenta-se sensivelmente melhor que a liquidação anual.

Ressalta-se que os resultados da Tabela 5.6 consideram que o gás excedente foi negociado a um valor equivalente a 50% do preço de compra. Isso, apesar de representar um fluxo de caixa negativo, diminui o prejuízo decorrente do excesso de gás contratado.

Esta informação é de grande importância para o PIE, pois permitirá que os montantes contratados com a indústria de gás sejam avaliados frente a cenários futuros de evolução, tanto do mercado de energia elétrica (projeção de demanda, despacho e CMO), quanto do próprio mercado de gás (preço e disponibilidade).

5.7.3 - Seleção de Tecnologia de Geração

A influência da escolha da tecnologia de geração sobre o desempenho empresarial foi avaliada considerando-se uma política de expansão na capacidade da EGTGN de 500MW para 750MW.

Conforme mostrado na Figura 5.1, a estratégia baseada na tecnologia de geração requer uma nova execução do Newave para avaliar a influência do aumento da capacidade térmica sobre a evolução do CMO e sobre o despacho da central.

Além disso, como o aumento da capacidade implica em acréscimo do consumo de gás, pode-se deparar com duas opções para atendimento dessa demanda adicional de gás: compra do montante adicional no mercado *spot* de gás ou aumentar o volume de gás contratado.

A Tabela 5.7 mostra o desempenho da empresa através do VPL (expresso em reais) para os três cenários propostos.

Tabela 5.7 – Avaliação da expansão tecnológica no desempenho empresarial.

Caso Base			Expansão Tecnológica	
			Compra de GN no Mercado Spot	Aumento do Volume Contratado
Cenário	Alto	3.850.314.556	3.906.697.730	3.907.061.574
	Referência	807.634.252	499.932.888	479.988.503
	Baixo	-1.490.673.205	-1.761.071.989	-1.875.805.435

Da Tabela 5.7, verifica-se que somente no cenário alto o aumento no volume contratado de gás supera a alternativa de compra no *spot*. Isso se deve ao valor do CMO estar acima do preço declarado pela central, o que leva a central a ser despachada na sua

potência máxima. Nos cenários de referência e baixo, a compra de gás no mercado spot mostra um melhor desempenho por não exigir um consumo fixo de gás e não acarretar despesa caso a planta não seja despachada, criando uma folga de caixa que compensa a diferença de preço entre os contratos e o mercado. Neste trabalho, adotou-se que o preço do gás no mercado *spot* é equivalente a um acréscimo de 30% no valor estabelecido em contratos.

5.8 - Estratégias Adaptativas

O estudo de caso se baseou, até agora, numa análise comparativa de estratégias “estáticas”, ou seja, de estratégias pré-definidas e políticas invariantes ao longo do período de análise.

Esse procedimento, conquanto usual e mesmo necessário para assegurar a comparabilidade de estratégias alternativas e permitir a identificação de estratégias “robustas”, tende a subestimar o valor de uma EGTGN, na medida em que desconsidera os aspectos de flexibilidade na gestão empresarial. Esta flexibilidade se traduz, com frequência, em ganhos de valor devido à possibilidade de criar estratégias flexíveis (ou adaptativas, no sentido da Teoria de Controle).

Para avaliar o potencial do ganho de valor e/ou redução dos riscos empresariais, foram realizadas simulações adicionais, com base no cenário de referência anteriormente avaliado.

A observação da Figura 5.13, revela que, não obstante ter VPL positivo ao final do período de análise, o fluxo de caixa associado ao cenário de referência apresenta diversos períodos com receitas líquidas negativas, que poderiam inclusive se traduzir em necessidades adicionais de capital de giro, com custos financeiros elevados.

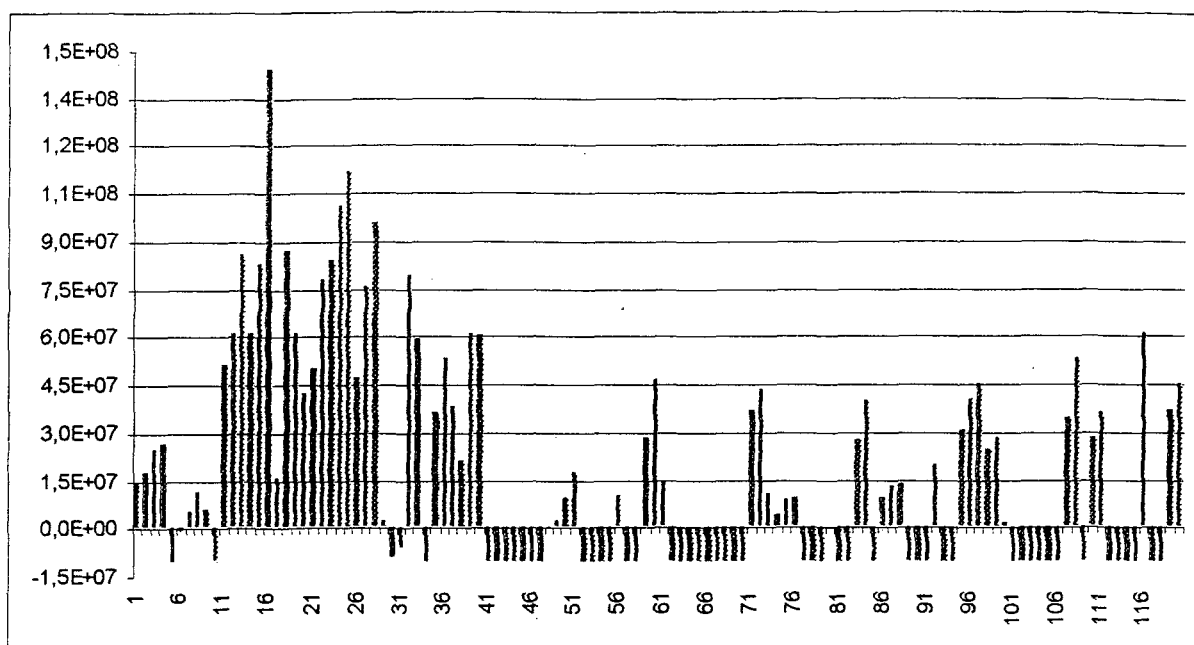


Figura 5.13 – Fluxo de Caixa para o Cenário de Referência.

Uma vez identificados os períodos de risco, cabe atuar sobre as políticas e estratégias no intento de reverter ou, pelo menos, mitigar o efeito desses “períodos críticos empresariais”.

A Figura 5.14 apresenta a evolução do fluxo de caixa para três condições de operação após intervenção nos períodos críticos a partir do quadragésimo mês. A primeira condição mostra o fluxo de caixa sem nenhuma intervenção, conforme apresentado na Figura 5.13. A segunda condição considera uma variação nos CBL's para 50% nos períodos 42 a 53 e 63 a 90. A terceira condição considera a mesma variação dos contratos bilaterais acrescida de uma redução de cerca de 30% no volume contratado de gás, nos períodos de 40 a 70.

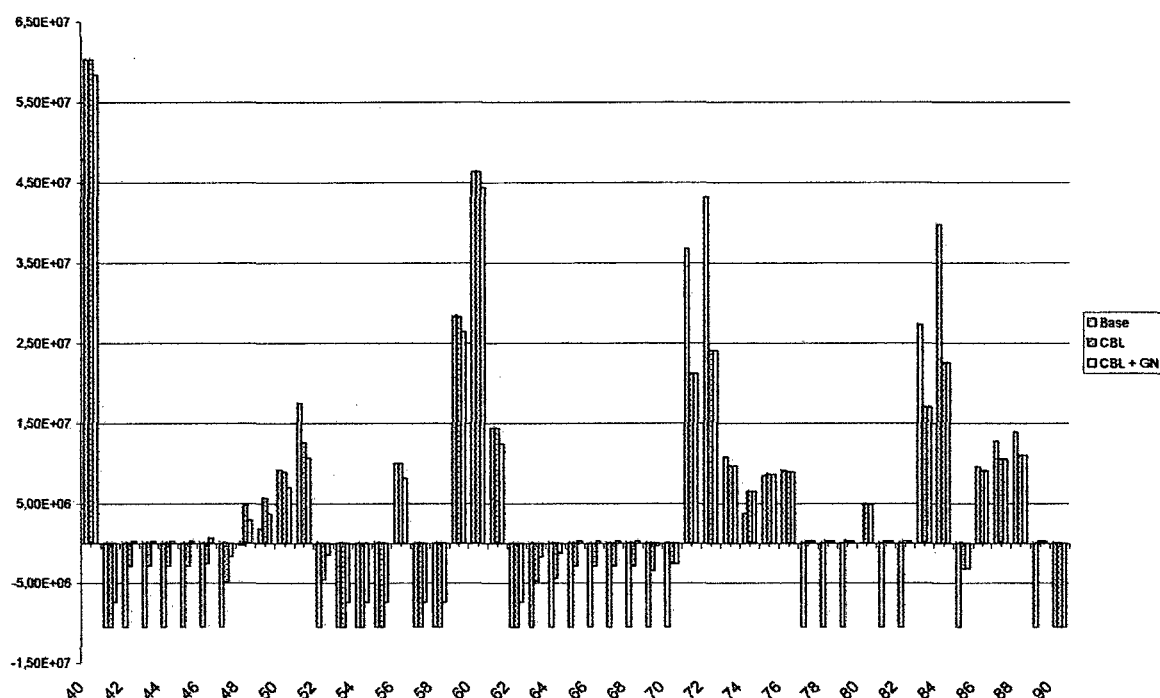


Figura 5.14 – Evolução do Fluxo de Caixa em Função das Variáveis Estratégicas.

A Tabela 5.8 revela que as intervenções realizadas possibilitaram melhorias significativas, no desempenho empresarial, que justificariam os esforços e os custos adicionais de renegociar contratos de suprimento e de gás com os demais agentes do mercado.

Tabela 5.8 – Descrição da atuação da gerência.

Política	Estratégia	VPL
Base	Não atuar	R\$ 807.634.252,00
Contratos Bilaterais	Contratar bilateralmente 50% da capacidade	R\$ 877.102.860,00
Contratos Bilaterais e Volume de GN	Contratar bilateralmente 50% da capacidade e Reduzir volume de GN contratado para 70% do volume inicial.	R\$ 906.226.664,00

5.9 - Conclusão

O modelo técnico-comercial apresentado busca não determinar soluções “ótimas” de operação para um produtor independente de energia, mas sim avaliar políticas operativas que auxiliem a gestão estratégica da EGT. Nesse contexto, a Tabela 5.8 enfatiza a necessidade de ferramentas que possibilitem a avaliação da influência de variáveis no desempenho da empresa ao longo do período de análise. Conclui-se, portanto, que os gerentes precisam focar tanto nos processos do negócio como na estrutura do negócio.

6. Capítulo - Contribuições e Recomendações para Futuros Trabalhos

6.1 - Introdução

O presente capítulo tem como objetivo sintetizar as principais contribuições deste trabalho e emitir recomendações para futuras pesquisas.

6.2 - Contribuições

Inicialmente foi apresentada a evolução da metodologia de planejamento da expansão de sistemas elétricos, em geral, e de planejamento da expansão de geração térmica, em particular, considerando os efeitos da estrutura institucional, nos períodos anterior e posterior às reformas setoriais. À luz da nova regulamentação setorial foi identificado o problema de planejamento (longo prazo) e de operação (curto prazo) visto sob a ótica de um agente que se dispõe a investir em geração termelétrica. Essa ótica enfatiza a gestão das empresas através de uma abordagem metodológica que integra aspectos técnicos, econômicos e estratégicos.

Foram descritos, também, os subsídios para elaboração de um modelo conceitual híbrido com respeito aos aspectos técnico – gerenciais de uma empresa termelétrica de energia, que possa servir de apoio à tomada de decisão num ambiente competitivo, tanto a curto prazo (operação) como a longo prazo (planejamento).

As contribuições desse trabalho podem ser avaliadas em função dos diversos artigos publicados, dentre as quais destacam-se:

➤ estruturação do problema de gestão empresarial

Foi realizada uma síntese do problema de gestão empresarial sob a ótica de uma central termelétrica a gás natural, operando segundo as regras do sistema interligado. A

principal contribuição, neste ponto, refere-se à demonstração de que o conhecimento do organismo da empresa e das influências por ela recebidas das mudanças nos ambientes interno e externo à mesma, são elementos indispensáveis à gestão, tendo em vista a introdução de competição no segmento de geração de energia elétrica brasileiro.

➤ **Formulação do problema de planejamento da gestão empresarial**

Com base no problema de produção e comercialização de energia de um agente de geração termelétrico foram apresentados subsídios para elaboração de um modelo conceitual que integra os aspectos técnicos e comercial de uma central termelétrica, levando em consideração seu nível de integração ao sistema interligado. Nessa metodologia, a análise da influência de parâmetros tais como capacidade instalada, volume de gás contratado, percentual de energia contratada bilateralmente, afluições, etc., no processo decisório foi avaliada num horizonte de longo prazo, que permite representar a dinâmica associada a tais parâmetros.

➤ **Modelo de gestão empresarial**

O processo de reestruturação da indústria de energia elétrica a nível internacional e nacional, baseado na elevação dos níveis de eficiência do setor, competição e atração de capital privado, implica no desenvolvimento de novos modelos computacionais para a análise técnico-econômico-financeira de projetos de geração no setor. Neste ambiente, é necessário desenvolver estratégias adequadas a essas novas circunstâncias, com tempo suficiente para garantir o sucesso e permitir a correta avaliação das decisões a serem tomadas.

Nesse contexto, o presente trabalho propõe e desenvolve um modelo de simulação que permite ao investidor privado avaliar os aspectos gerenciais e operacionais da empresa com base no mercado de energia brasileiro. A consideração desses aspectos num único ambiente computacional foi propiciada pelo uso de dinâmica de sistemas. Esta técnica de modelagem torna-se relevante, pois engloba tanto a análise qualitativa, quanto a quantificação dinâmica das variáveis envolvidas.

➤ Utilização do Modelo

Outro aspecto importante do modelo desenvolvido é a sua utilização como uma ferramenta de aprendizagem, ou seja, o modelo pode ser utilizado na busca de melhores formas de operar a empresa. O modelo pode ser aplicado também no dimensionamento de uma central geradora, no treinamento de pessoal de operação, na avaliação de contratos com consumidores livres e/ou geradores hidrelétricos, e na avaliação de montantes para contratos com o setor de gás natural, entre outras.

6.3 - Recomendações para Futuros Trabalhos

Esse trabalho se propõe a criar um ambiente computacional para análise da gestão de centrais termelétricas, em particular das que adotam o gás natural como combustível.

Como extensão do presente trabalho, poderão ser desenvolvidos outros trabalhos de pesquisa, abordando outras áreas de interesse para o setor elétrico, como por exemplo:

- Planejamento sob Restrições Financeiras [31].
- Modelagem de Sistemas de Geração Hidrelétricos [02];
- Modelos de Mercado em Ambiente Competitivo [10];

No futuro, esses trabalhos poderão ser integrados em um modelo mais amplo, que permitirá representar as relações/iterações entre essas diversas áreas de maneira, propiciando uma melhor compreensão do setor elétrico em ambiente competitivo. Tal modelo complementaria os modelos técnicos especializados em operações específicas tais como análise financeira e planejamento da geração, e trataria ainda de estabelecer relações de influência entre esses sub-modelos, permitindo assim a análise conjunta do setor elétrico de uma maneira mais realista.

Ademais, o crescimento no uso de gás natural pelo setor elétrico criará novos procedimentos levando em consideração a interface entre o gerador termelétrico e o

fornecedor de gás natural, que se tratam de áreas dinâmicas. Nesse novo contexto setorial, outros aspectos e variáveis deverão ser considerados nos modelos de gestão, bem como os laços de realimentação entre eles, até então não considerados.

Anexo A - Turbinas a Gás

A.1 Introdução

Neste anexo são apresentadas as características técnicas e operacionais de uma central termelétrica a gás, identificando-se os aspectos importantes quando da sua modelagem.

A.2 Usina Termelétrica Convencional

As termelétricas existentes no Mundo utilizam combustíveis fósseis (petróleo, carvão mineral, gás natural, etc.), combustíveis não fósseis (madeira, bagaço de cana, etc.) ou combustíveis nuclear (urânio enriquecido).

Analisando uma usina termelétrica convencional [32] em termos dos fluxos de entrada e saída, observamos através da Figura 28 que o combustível e o ar entram na mesma e os produtos de combustão deixam a unidade. Existem ainda uma transferência de calor para a água de refrigeração e a produção de trabalho na forma de energia elétrica. O objetivo global da unidade é converter a disponibilidade do combustível em trabalho da maneira mais eficiente possível mas levando em consideração os custos envolvidos, o espaço necessário para a operação da usina, sua segurança operacional e também o impacto no ambiente provocado pela combustão e operação da usina.

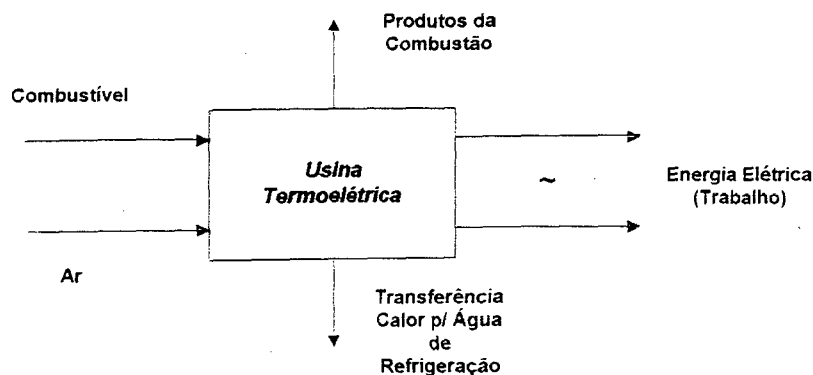


Figura A.1 - Fluxos em uma Usina Termelétrica Convencional

A.3 Turbinas a Gás [33][34][35]

A geração termelétrica empregando turbinas a gás (ou combustão) vem aumentando de importância no mercado mundial devido ao aumento da eficiência termodinâmica e confiabilidade que se tem verificado graças ao massivo investimento em pesquisas e melhorias tecnológicas.

Sob o ponto de vista tecnológico, as turbinas a gás se classificam em dois grandes grupos, a saber: aeroderivativas e industriais. Devido a concepção inicial de emprego na indústria aeroespacial, as turbinas aeroderivativas seguem exigências de projeto mais restritas que acarretam nas diferenças básicas descritas na Tabela A.1.

Tabela A.1 – Comparação de Características entre Tecnologias de Turbinas [34] [36]

Parâmetro	Industrial	Aeroderivativa
Investimento (US\$ / kW)	Baixo	Alto
Capacidade (MW)	20 - 230	5 – 42
Rendimento Termodinâmico*	25% a 38%	32% a 43%
Área Instalada	Maior	Menor
Requisitos de Manutenção	Baixo	Alto
Desenvolvimento Tecnológico	Baixo	Alto

* Variação característica da eficiência de turbinas a gás de ciclo simples.

A.3.1. Princípios de Funcionamento

A turbina a gás é uma máquina de fluxo em que o ar (fluido) é aspirado e comprimido, e em seguida aquecido à pressão praticamente constante no combustor da turbina por meio da queima de um combustível que pode ser gasoso, líquido ou mesmo sólido. Os produtos desta combustão são expandidos na turbina que aciona o compressor e produz energia útil para acionamento mecânico de geradores.

As turbinas a gás funcionam com ciclos fechados ou abertos. Nos ciclos fechados, o fluido executa o ciclo repetidamente, mantendo a sua composição e a quantidade. Enquanto que, nos ciclos abertos o ar é aspirado da atmosfera no início do ciclo, participa da combustão (mudança de composição) e, no final do ciclo, os produtos da combustão são lançados na atmosfera.

O termo “ciclo” é usado para designar a maneira como uma turbina a gás é conectada a outros componentes e, em particular, a dispositivos de recuperação de calor. Um ciclo básico de turbina a gás é composto de quatro processos de transformação de energia: compressão isentrópica, adição de calor à pressão constante, expansão isentrópica e rejeição de calor à pressão constante.

O funcionamento de uma turbina básica a gás pode ser representado através do ciclo termodinâmico denominado de Brayton [36], conforme apresentado pelos diagramas de pressão – volume ($P \times V$) e de temperatura – entropia ($T \times s$) na Figura A.2.

O diagrama $P \times V$ representa o trabalho trocado durante o ciclo e o diagrama $T \times s$ o calor trocado. Através do diagrama $P \times V$ podemos saber a relação de compressão em que a turbina opera: P_2/P_1 , e do diagrama $T \times s$ podemos saber a temperatura T_3 (temperatura de queima) que é a temperatura limite de operação da turbina. Tanto a relação de compressão como a temperatura T_3 são fundamentais para o cálculo do trabalho e eficiência da turbina.

O processo 1-2 representa a compressão do gás no compressor (suposto adiabático, sem troca de calor). Calor (Q_1) é adicionado ao gás a pressão constante no processo 2-3; depois, no processo 3-4, o gás expande adiabaticamente no bocais e no rotor da turbina produzindo trabalho. Por fim, no processo 4-1, à pressão constante, o gás cede calor (Q_2) à fonte fria. Este ciclo é freqüentemente denominado, na literatura, de ciclo Brayton ou ciclo Joule.

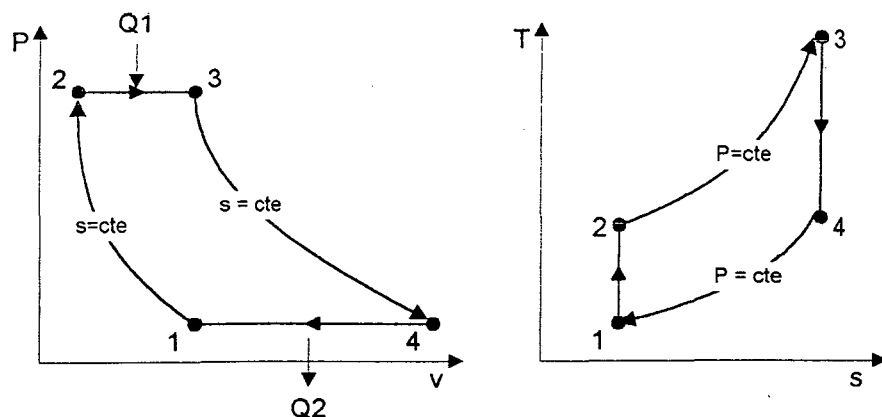


Figura A.2 - Diagramas $p \times v$ e $T \times s$ para o ciclo básico das turbinas a gás

Contudo, apesar de ser um instrumento excelente para se usar no estudo das operações da turbina básica a gás, observe-se que o ciclo de Brayton considera um ciclo ideal que utiliza um gás perfeito como fluido de trabalho e não leva em consideração quaisquer perdas do sistema. Na prática, o fluido de trabalho não é um gás perfeito, e sim o ar atmosférico. Logo, para se compreender plenamente o desempenho de uma turbina a gás, deve-se levar em conta as perdas internas e externas do sistema associada a cada componente da turbina. Neste trabalho, a eficiência da turbina a gás foi considerada como sendo uma função da taxa de combustível necessário e a energia elétrica gerada, conforme apresentado posteriormente.

A.3.2. Rendimento de Turbinas a Gás [33] [37]

O rendimento de uma turbina a gás pode ser definido como a relação entre a sua produção de energia mecânica e sua demanda de combustível, independentemente de que se possa fazer ou não aproveitamento da energia contida nos gases de escape da mesma[37]. As máquinas de fluxo tem seu desempenho fortemente influenciado pelas características do ar aspirado (fluido de trabalho). Essas influências são parametrizadas pelos fabricantes de equipamentos, tomando-se usualmente como referência o desempenho nas condições de atmosfera padrão ISO (*International Standards Organization*), que significa temperatura de 15°C, pressão de 1,013 bar (ao nível do mar) e umidade relativa de 60%.

Em geral, o rendimento de turbinas situa-se entre 18 e 35%, sendo que os valores mais elevados correspondem às turbinas de maior potência. A Tabela A.2 apresenta o rendimento de alguns modelos de turbinas a gás nas condições ISO. Entretanto, nas condições reais de utilização, o rendimento de uma turbina a gás pode ser influenciado pelos seguintes fatores:

- perdas de carga na sucção e descarga;
- variação da temperatura ambiente;
- variação da umidade relativa do ar;
- altitude;
- temperatura T_3 ;
- regime de funcionamento da turbina; e
- tipo de combustível.

Tabela A.2 – Características de Turbinas a gás nas condições ISO [37]

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Potência (kW)</i>	<i>Eficiência</i>
ABB ³	GT24	183.000	38,3
ABB	GT26	265.000	35,5
ABB	MARS	8.840	31,0
ABB	JUPITER	16.900	32,0
ALLISON	501-KBS	3.924	30,0
ALLISON	570-KA	4.877	29,5
ALLISON	571-KA	5.910	33,9
DRESSER	KG2-3C	1.475	15,8
DRESSER	KG2-3E	1.850	16,5
DRESSER	KG2-3R	1.330	25,9

³ Modelos GT24 e GT26 obtidos do catálogo da ABB Fev/99.

DRESSER	KG5	3.000	21,2
DRESSER	DR-990	4.220	29,0
DRESSER	DR-60G	13.400	35,6
DRESSER	DR-160	15.000	28,8
GE	LM1600	13.540	36,4
GE	LM2500	27.600	37,3
GE	LM5000	35.050	37,8
mitsubishi	MF-61	5.925	28,6
mitsubishi	MF-111A	12.610	30,0
mitsubishi	MF-111B	14.570	31,0

É possível estimar as tendências de comportamento dos principais parâmetros (potência gerada, consumo, rendimento, etc.) empregando-se curvas de correção fornecidas pelo fabricante. Logo, quando da modelagem de uma usina térmica a gás, deve-se fazer uso de tais curvas para determinar a influência da temperatura média e altitude local de instalação sobre o rendimento do ciclo térmico. Tomando-se como exemplo a turbina MS7001 fabricada pela GE, com capacidade de 159 MW (ISO) os fatores considerados influentes são:

Altitude Local

Devido a densidade do ar ser inversamente proporcional a altitude, observa-se que quanto maior a altitude, menor é a potência gerada. Logo, tomando-se como exemplo a cidade de Campo Grande que se situa a uma altitude de 480 m acima do nível do mar, a turbina MS7001 estaria limitada, somente devido à altitude, a 94% de seu valor nas condições ISO, ou seja, a 149.5 MW.

Temperatura

O comportamento de diversos parâmetros da turbina MS7001 com relação a temperatura é apresentado no gráfico 1. Sendo a temperatura média anual em Campo Grande de 23°C, obtemos os seguintes fatores de correção:

- Potência de saída estaria limitada em 95%;
- consumo de combustível em 96%, e;
- rendimento termodinâmico em 102%.

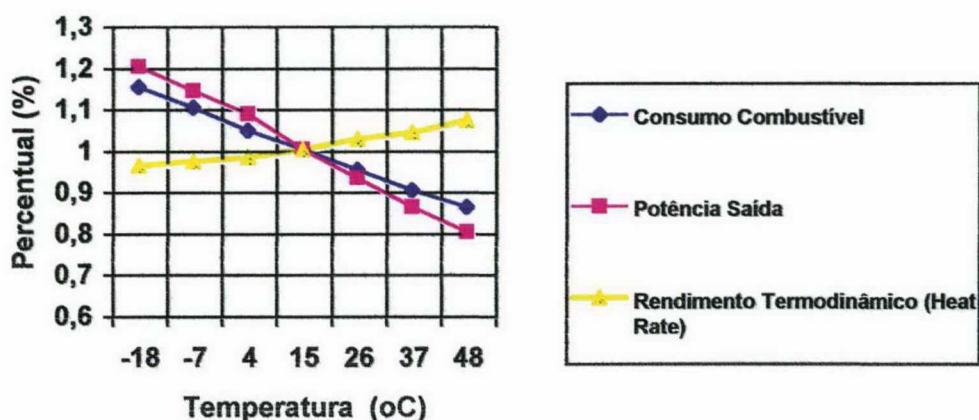


Gráfico 1- Comportamento de Diversos Parâmetros da Turbina MS7001 com Relação a Temperatura

A composição do efeito da altitude e temperatura sobre a potência gerada e consumo da turbina adotada é feita conforme apresentado na Tabela A.3 a seguir:

Tabela A.3 – Efeitos da altitude e temperatura no rendimento da turbina MS7001

Parâmetro	Potência	Consumo	
Altitude	0.94	0.94	
Temperatura	0.95	Rendimento Térmico	1.02
		Consumo Combustível	0.96
Efeito Combinado	0.89	0.91	

A.3.3. Relação entre a Energia Mecânica e Térmica

A relação entre a energia fornecida através do combustível à turbina a gás e sua conversão em energia mecânica e energia térmica disponível nos gases de escape da turbina, é uma relação praticamente constante em cada máquina considerada.

A grosso modo, com turbinas de eficiência em torno de 30%, a relação trabalho do compressor / energia útil é de aproximadamente 2:1.

Observe-se que uma alternativa para aumentar o rendimento, seria o uso do sistema *Steam Injected Gas Turbine* – STIG [38], o qual é um sistema de cogeração com turbinas a gás em que a energia térmica recuperada dos gases do escapamento é utilizada para a geração de vapor. Este vapor por sua vez, é injetado na turbina a gás possibilitando o aumento de potência e eficiência.

No sistema STIG, a vazão de vapor que injetamos na turbina não necessita de nenhum trabalho de compressão, e, como praticamente nenhuma energia mecânica é necessária para a geração deste vapor, toda massa injetada é expandida na turbina produzindo trabalho adicional líquido, sem necessidade de queima adicional de combustível.

A.3.4. Controle da Poluição [33][38][39][35]

O Gás Natural é uma mistura gasosa de hidrocarbonetos saturados que ocorrem naturalmente na natureza, constituído, em sua maior parte, por metano – 91.8% e, em menor quantidade, por nitrogênio (N_2) – 1.42%, dióxido de carbono (CO_2) – 0.08%, etano – 5.58%, propano – 0.97%, butano – 0.05% e pentano – 0.1%.

No escapamento das turbinas a gás que queimam combustíveis destilados ou gás natural são encontrados principalmente os hidrocarbonetos, óxido de carbono (CO_x), óxido de nitrogênio (NO_x), óxido de enxofre (SO_x) e as partículas sólidas da combustão incompleta do combustível, partículas provenientes do ar etc.

Uma maior preocupação está associada com o poluente NO_x (Óxidos de Nitrogênio) devido ao fato deste componente inibir a formação de ozônio, havendo por estes motivos específicos limites nos USA e Japão. Os demais produtos começam a ser considerados e provavelmente num futuro próximo os mesmos também sofreram limitações.

A Tabela A.4 apresenta os limites de emissão para uma usina de ciclo combinado utilizando duas turbinas a gás do tipo GT13E2 com capacidade de 165 MW quando queimando gás natural e óleo destilado [39].

Tabela A.4 – Limites de emissão para nova usina *Berlin Mitte CHP*.

	Gás Natural	Óleo Destilado
NO _x (g / m ³)	0,1	0,15
CO (g / m ³)	0,1	0,10

Como consequência, o projeto de turbinas a gás deve levar em consideração a emissão de poluentes dentro de limites aceitáveis. Restrições governamentais sobre esses limites tem se tornado cada vez mais severas, acarretando, em última análise, em avanços tecnológicos substanciais nos projetos de combustores. Um exemplo, seria a utilização de ar em excesso no combustor objetivando a homogeneização da temperatura da câmara e o empobrecimento da mistura, ocasionando, portanto, menores taxas de NO_x.

A Tabela A.5 apresenta as emissões resultantes da geração de potência quando utilizando o gás natural como combustível.

Tabela A.5 – Emissões da geração de potência utilizando GN como combustível

SO ₂	Praticamente inexistente com qualquer tipo de geração (CC ou CS)
CO ₂	Aproximadamente metade da emissão utilizando carvão ou óleo como combustível
NO _x	Emissão 80% menor para turbinas de CC que quando utilizando carvão como combustível.

A.4 Usinas de Ciclo Combinado [38][34]

Nas últimas décadas as unidades de ciclo combinado tem recebido muita atenção. Estas unidades usam turbinas de combustão e utilizam os gases de escape da turbina para gerar vapor, o qual pode ser usado para gerar mais eletricidade.

Os ciclos combinados gás/vapor aproveitam as vantagens de cada ciclo, isto é, alta temperatura de entrada na turbina a gás e baixa temperatura de rejeição de calor nas

turbinas a vapor. Atualmente, por razões técnicas e econômicas, a temperatura de entrada na turbina dos ciclos a vapor está entre 540-565°C e de 25-50°C na exaustão. No caso de turbinas a gás, a temperatura de entrada está atualmente na faixa de 1100-1250°C e de 480-595°C na exaustão.

A vantagem dos ciclos gás/vapor provém do fato da turbina a gás, que atua como primeiro estágio, ser uma máquina de combustão interna, podendo ter uma temperatura maior na entrada. Já o ciclo a vapor, funcionando como um segundo estágio, permite a rejeição de calor a uma temperatura pouco acima da ambiente, por ser um ciclo fechado. Adicionalmente, estas unidades apresentam uma melhor eficiência do que qualquer outra tecnologia de combustível fóssil

A.4.1. Classificação dos Ciclos Combinados

O balanço energético da usina geralmente indica a proporção de capacidade instalada de geração elétrica entre turbinas a gás / turbinas a vapor. Os ciclos combinados diferem substancialmente dependendo se representam um caso de utilização somente do calor dos gases de escape da turbina a gás, no qual a potência do ciclo a vapor estaria limitada em 50% da potência da turbina a gás; ou se há queima adicional de combustível na caldeira de recuperação, na qual a potência da turbina pode variar dentro de amplo limite. Os ciclos combinados podem ser agrupados para efeito de estudo conforme Figura A.3 abaixo.

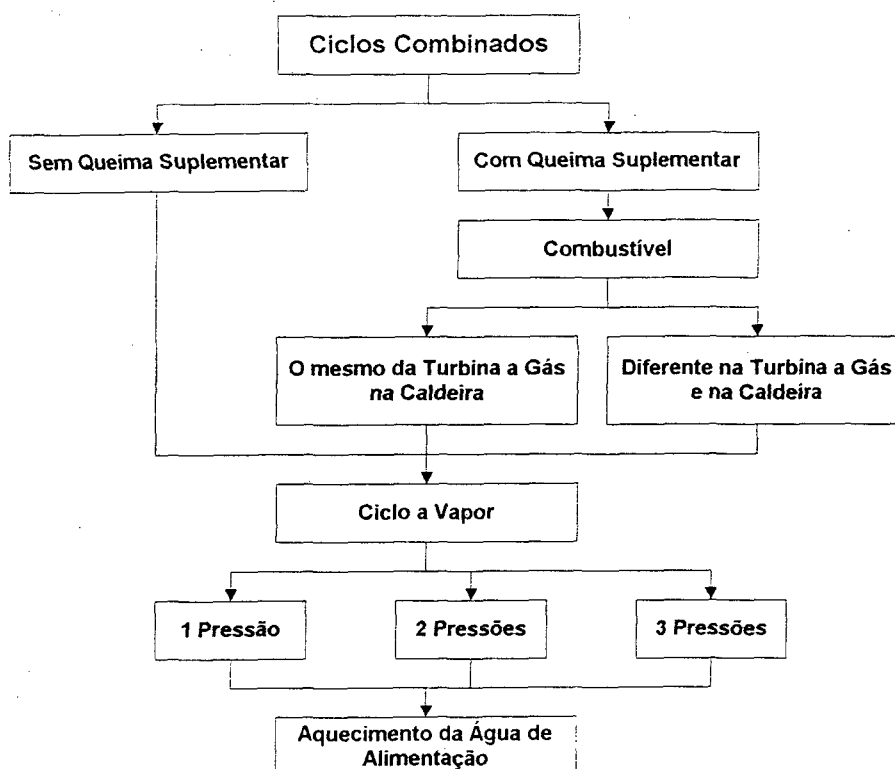


Figura A.3 – Tipos de Ciclos Combinados Gás / Vapor [38]

A.4.2. Comparação entre Ciclo Simples e Ciclo Combinado

No processo de decisão entre o Ciclo Simples (CS) e o Ciclo Combinado (CC) como solução técnica, a capacidade instalada é um fator determinante. Em geral, quanto maiores as capacidades instaladas maior é a vantagem do CC sobre o CS. Entretanto, existem casos em que, devido a pequena potência requerida, o CC torna-se inviável devido a aspectos técnicos e econômicos.

Uma boa estratégia na implementação do ciclo combinado, é obtida pela decisão de adiar a implementação completa do ciclo, tornando-a uma função da disponibilidade de capital e do fator de capacidade esperado. Na Tabela A.6 observamos que devido ao menor tempo de instalação do CS é possível iniciar a produção de eletricidade mesmo que com o rendimento termodinâmico inferior ao CC, gerando receita para o projeto.

Tabela A.6 – Alguns Parâmetros de Comparação entre Turbinas de Ciclo Simples e Ciclo Combinado

Parâmetro	CS / CC
Tempo para entrada em operação	1 / 2
Investimento	1 / 2
Consumo de combustível / Capacidade Instalada	3 / 2
Rendimento Termodinâmico	1 / 2

Como apresentado na Tabela A.7, esta estratégia de postergação da implementação do ciclo combinado é bastante interessante principalmente levando-se em consideração que unidades de ciclo combinado requerem duas vezes mais investimento de capital do que geradores de combustão de ciclo simples. Em contrapartida a esta despesa, cerca de 40 a 50% mais capacidade é obtida sem qualquer consumo adicional de combustível.

Como visto na Tabela A.7, centrais de ciclo combinado utilizando calor para gerar eletricidade consomem cerca de 25 a 30% menos BTU / kWh do que turbinas de combustão de ciclo simples e tem um percentual de geração de energia elétrica da ordem de 30 a 50 % maior.

Tabela A.7 – Comparação de Turbinas de Ciclo Simples e de Ciclo Combinado

	Turbinas de Ciclo Simples	Turbinas de Ciclo Combinado	Impacto Incremental do Ciclo Combinado
Custo de Capital	\$ 40 milhões	\$ 90 milhões	+ \$ 50 milhões
Capacidade	100 MW	150 MW	+ 50 MW
Custo da Capacidade *	\$ 460 / kW	\$ 600 / kW	\$ 1.000 / kW por MW adicionado
Uso de Combustível	1.000 MMBTU/h	1.000 MMBTU/h	Sem Incremento

* o custo da capacidade é tomado como um valor médio do custo de capital por kWh para cada tecnologia, ou seja: de \$ 320 – 525 / kWh para Turbinas de Ciclo Simples e \$ 450 – 750 / kWh para Turbinas de Ciclo Combinado.

O Gráfico 2 apresenta uma comparação entre usinas operando com CS e CC com relação ao consumo específico de gás natural em função do fator de carga (condições ISO). Observa-se que o consumo diminui com o aumento do fator de carga e com a potência instalada.

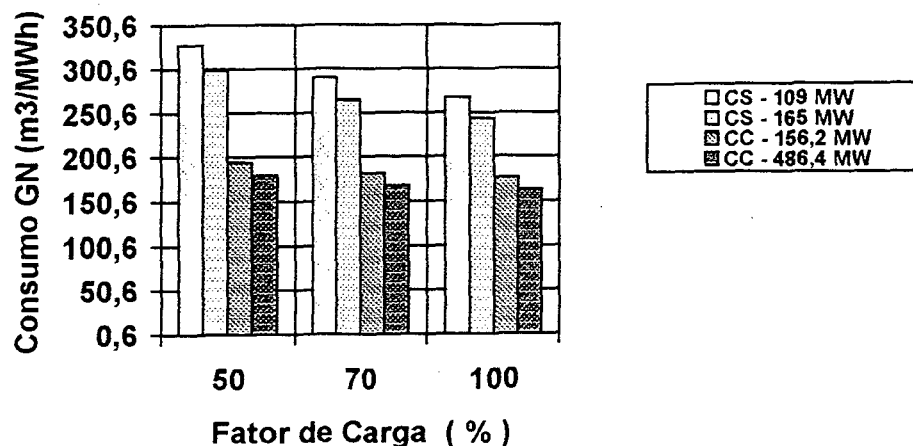


Gráfico 2 – Consumo Específico de GN em Função do Fator de Carga

A.5 Considerações Operativas

Para o planejamento operativo de sistemas com a participação de centrais termelétricas devem ser consideradas as características operacionais de cada tipo de central, bem como suas interações com todo o sistema, isto é, tipo de ciclo de operação, requisitos de combustíveis, taxas de saídas forçadas, manutenção, características de entrada em serviço, taxas de tomada de carga, capacidade de reserva e geração mínima, custos operacionais, entre outras.[35]

Algumas das características operacionais e considerações únicas da turbina a gás que necessitam ser citadas são descritas a seguir:

- Rápida Tomada de Carga : turbinas a gás são despachadas praticamente *on-line*, por exemplo, em cerca de 10 a 20 minutos;

- Baixo fator de carga: O fator de capacidade médio para uma turbina a gás de ciclo simples é de 2 a 3%. Conseqüentemente, o custo de construção de um gasoduto exclusivamente para este tipo de carga é proibitivo;
- Localização : devido ao baixo fator de capacidade e pequeno tempo de partida para turbinas a gás de ciclo simples, a localização destas unidades para minimizar futuros problemas potenciais de suprimento de gás é crítico, não podendo ser localizadas muito longe da fonte;
- Requerimentos de alta pressão: algumas das mais eficientes turbinas a gás de ciclo simples requerem combustível a elevada pressão para operar. Sob algumas condições, estes requerimentos podem ser difíceis para o gasoduto satisfazer.

Devido ao fato da demanda do sistema não ser perfeitamente previsível, as turbinas a gás, devido a sua resposta rápida à variações bruscas de carga, são adequadas para assumir as variações não previsíveis no ciclo da carga, se operadas com margens adequadas para tanto.

O despacho mínimo é geralmente imposto em unidades térmicas por razões físicas e econômicas, o que pode levar as centrais termelétricas a gás a serem despachadas na faixa de 10 a 25% de sua capacidade nominal.

Mediante o que foi exposto aqui, conclui-se que na análise das várias alternativas para uma aplicação, deve-se considerar o preço por kW de potência instalada, ganhos em eficiência relacionados como aumento de custo, confiabilidade, flexibilidade de operação, disponibilidade de combustível, poluentes e características locais.

A.6 Modelagem da Central Termelétrica a Gás

A representação das centrais térmicas a gás foi baseada na primeira lei da termodinâmica a qual diz que para qualquer sistema definido por uma superfície fechada imaginária, o calor transferido para dentro do sistema deve ser igual a energia transferida para fora do sistema em outras formas (tais como trabalho, energia elétrica etc.) somando o incremento de energia armazenada no sistema [40]. Um diagrama esquemático de uma

central termelétrica pode ser visualizado através da Figura A.4, a qual representa as várias etapas envolvidas no processo de conversão de energia química (combustível) em energia elétrica, dentre outras.

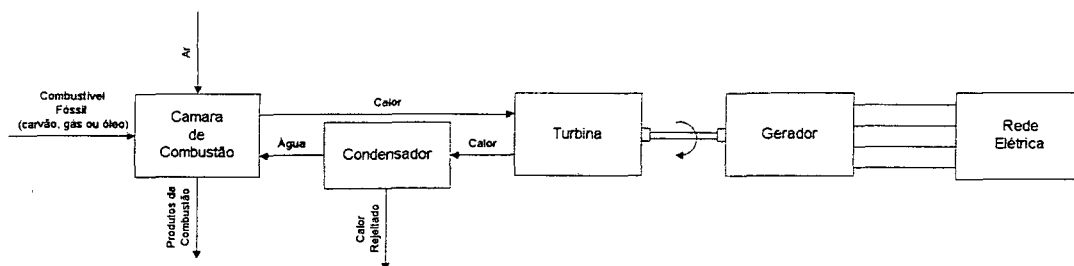


Figura A.4 - Diagrama Esquemático do Sistema Elétrico de Potência

Inicialmente, neste trabalho buscou-se analisar a central térmica em termos do rendimento associado a cada etapa do processo representado pela Figura A.4, como pode-se observar através da Figura A.5.

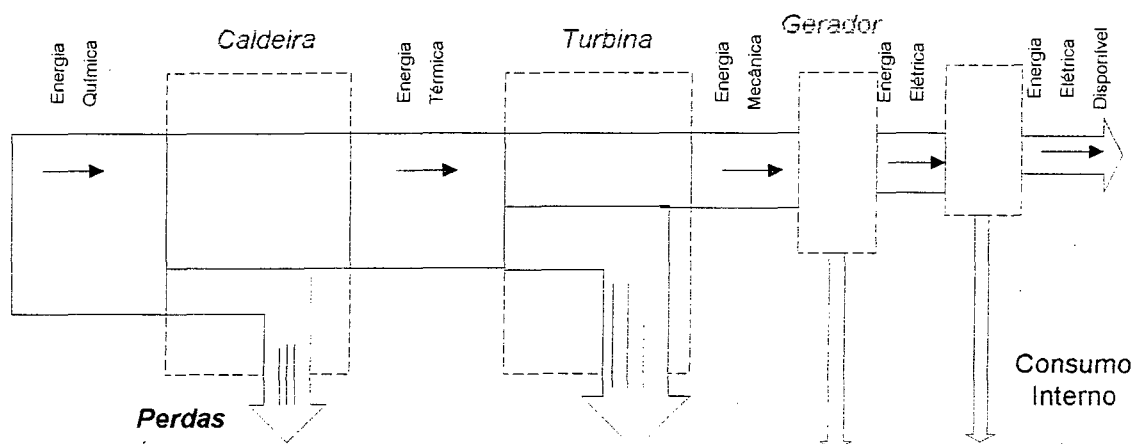


Figura A.5 – Fluxo de Energia em uma Central Termelétrica a Gás

Entretanto, verificando-se que na prática os fabricantes de turbinas a gás não fornecem os rendimentos associados à cada etapa do processo, optou-se por utilizar o rendimento global do equipamento (*Heat Rate*), ou seja, o rendimento associado a energia química do combustível versus a energia elétrica disponível (Btu / kWh).

Na modelagem via dinâmica de sistemas deve-se analisar os vários componentes (físicos) de acordo com uma lógica causal, gerando, como resultado de sua interação (sistêmica), as características observáveis do objeto modelado. Desta forma, a estrutura de

uma central termelétrica pode ser visualizada através do Diagrama de Laço Causal (DLC) apresentado na Figura A.6.

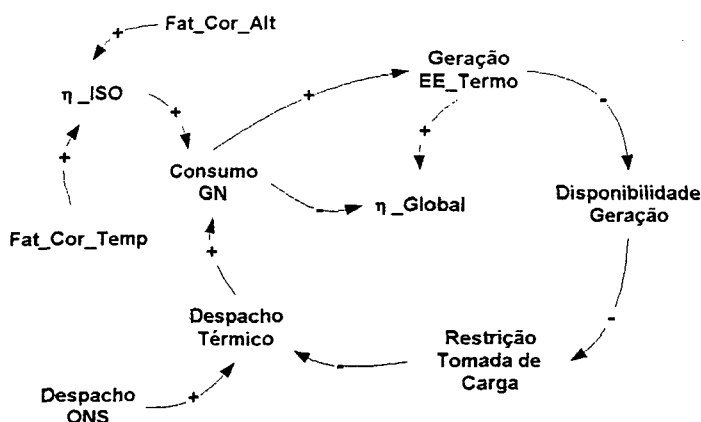


Figura A.6 – Diagrama de Laço Causal de uma Central Termelétrica a Gás

A.7 Considerações Finais

Este anexo apresentou as características técnicas e operacionais de uma central termelétrica, identificando os aspectos importantes quando da sua modelagem via Dinâmica de Sistemas.

O uso da técnica de Dinâmica de Sistemas na modelagem da central térmica permite que os seus vários componentes físicos sejam montados de acordo com uma lógica causal gerando, como resultado de sua interação sistêmica, as características observáveis do objeto modelado.

Anexo B Mercado de GN no Brasil

B.1 Introdução

O uso do gás natural ainda é restrito, mas será crescente nos próximos anos, tendo em vista as orientações do Governo Federal (e as ações da Petrobrás) em alterar a matriz energética brasileira dos atuais 2% para 12% em 2010, permitindo ao País desfrutar de benefícios deste energético, tais como: preços competitivos, baixo impacto ambiental, entre outros.

Neste contexto, este capítulo tem como objetivo fornecer uma visão global da indústria do gás, bem como da sua interface com o setor elétrico de maneira a identificar as variáveis que o identificam/caracterizam e possibilitam sua modelagem.

B.2 Gás Natural

Segundo a natureza das jazidas denomina-se gás associado, o gás natural que é extraído de um reservatório produtor de óleo, no qual o gás está ou não em solução, e gás não associado, aquele que é extraído de um reservatório produtor de gás, onde pode haver uma possível ocorrência de óleo, mas em volume modesto.

B.2.1. Aplicabilidade, Vantagens e Benefícios

Atualmente, o gás natural possui aplicabilidade como combustível capaz de atuar como substituto de quase todos os demais energéticos e também como matéria-prima para as indústrias. O mercado factível para o gás natural no Brasil inclui os seguintes segmentos:

- Geração elétrica; (geração termelétrica e cogeração)
- Industrial (como matéria-prima e energético);
- Automotivo;
- Residencial;
- Comercial, e;
- Petrolífero.

As vantagens e benefícios de sua utilização são:

- É um combustível nobre e não poluente quando de sua combustão;
- Agrega valor e qualidade aos produtos industrializados;
- Possui preço competitivo em relação aos seus concorrentes tradicionais;
- Funciona como indutor de desenvolvimento por sua capacidade de atrair investimentos e pelas oportunidades de negócios advindos de sua disponibilidade.

B.2.2. A Demanda de Gás Natural para Geração de Eletricidade

A oferta de energia elétrica abundante e a preço competitivo é fator determinante na alavancagem do desenvolvimento nacional. Isto não quer dizer que a oferta de energia por si só determinará este desenvolvimento, sujeito à existência de políticas e programas específicos, mas é o insumo básico, imprescindível e viabilizador.[41]

Com respeito ao Projeto Gasoduto Brasil – Bolívia, a necessidade de amortização dos elevados investimentos ocasionados pela construção do gasoduto e a baixa velocidade de realização de um mercado de gás residencial / industrial, tornam os projetos de geração termelétricos um elemento viabilizador do empreendimento, pois garantem o fluxo de receitas necessário.

Um outro fator importante, se deve as atuais condições de atendimento ao mercado de energia elétrica, pois devido tanto aos atuais níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas como a evolução do mesmo ter-se realizado acima do previsto no período de 94-95, tais condições de atendimento se degradaram sensivelmente a partir de 1997, abrindo-se um espaço para a oferta de geração a gás natural.

Atualmente, o Programa Decenal de Geração – PDG, indica que cerca de 56,67% da geração termelétrica prevista para o ciclo 1999-2008, serão de centrais termelétricas a gás natural, o que equivale a aproximadamente 8.275 MW.

B.2.3. Transporte

A necessidade de transporte de energia adequado para satisfazer os requerimentos do mercado tem que sobrepor aos problemas associados a fontes de energia muito concentradas em áreas restritas (por exemplo: combustíveis fósseis).

Com respeito aos combustíveis fósseis, o transporte terrestre de óleo e gás sobre grandes distâncias é uma realidade consolidada, com extensões limitadas principalmente por situações econômicas, sociais e políticas das regiões cruzadas.

A produção e a demanda são os dois fatores mais importantes quando do dimensionamento do transporte do gás natural. Gasodutos são claramente a solução básica para a multi utilização do gás (Ex.: geração elétrica, uso industrial / doméstico, petroquímico e etc.), principalmente quando fluxos de grandes volumes estão envolvidos.

Uma alternativa ao gasoduto seria o transporte de GN em navios, barcas e caminhões criogênicos em estado líquido, onde sua temperatura gira em torno de -160°C e seu volume é reduzido cerca de 600 vezes. Evidentemente, a revaporização deve ser feita em equipamentos apropriados (plantas de regaseificação), cujo custo é da ordem de aproximadamente US\$80 milhões, tornando esta alternativa somente viável para utilização em larga escala.

A relação de preços entre o transporte de GN via navios criogênicos versus gasoduto depende muito do custo, o qual varia de acordo com as dimensões, distâncias, geografia e densidade populacional usuária ao longo do gasoduto. Para se ter um exemplo, tomemos o gasoduto Brasil – Bolívia. Considerando que o projeto financeiro estabeleça que o valor total (US\$2,1 bilhões) seja amortizado em 12 anos, o custo do gás transportado é de US\$1,20 / MM BTU; ou seja, mais caro que o preço do gás na origem (US\$ 0,85/ MM BTU). Ainda assim, o transporte do GN em navios criogênicos eleva seu custo para cerca de US\$ 2,15 / MM BTU. [42]

Recentemente, a Petrobrás e a Shell firmaram parceria para desenvolver um projeto com capacidade de importar cerca de dois milhões de metros cúbicos por dia de gás natural liquefeito (LGN). Para tanto, serão necessários cerca de US\$ 200 milhões para construção do terminal de regaseificação, no porto de Suape, em Pernambuco. Este gás deve, a partir de 2004, ser utilizado por diversas usinas termelétricas que o governo pretende construir, de forma emergencial, na Região Nordeste, para garantir o abastecimento de energia.

A descoberta recente de vastas reservas de gás natural em áreas distantes dos principais centros de consumo, combinados com o desenvolvimento e a contínua redução de custos das estações de conversão AC/DC, geram questões tais como:

- Quando o gás natural é necessário somente para geração elétrica, é o gasoduto o sistema de transporte mais econômico?
- O gasoduto é razoavelmente econômico quando comparado com um sistema composto de uma central de geração próxima do campo de gás e um sistema de transmissão DC para o usuário final?

Em [43], é apresentada uma comparação econômica entre o transporte de gás via gasoduto associada com a geração elétrica próxima ao usuário versus a transmissão em CC considerando que a geração seja efetuada próxima ao campo de gás natural.

Conclui-se neste estudo que: para valores de potência de 2000 a 8000 MW e para distâncias de 3000 a 5000 Km, a transmissão de gás resultam em custo superior na faixa de 5% (8000 MW, 3000 Km e custo do gás de 2 c\$/m³) a 70% (2000 MW, 5000 Km e custo do gás de 2c\$/m³).

B.2.4. Processo Produtivo

A finalidade das unidades de processamento é retirar as frações mais pesadas do gás natural úmido (gás pré-processado), ou seja, propano, butano, pentano e hexano, que se condensam em forma de gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural. O restante do gás natural que não se liquefaz - rico em metano e etano, denomina-se de gás natural seco. A capacidade de processamento de gás natural no Brasil é de 13,8 milhões m³ / dia, sendo que 37,7% (5,2 milhões de m³ / dia) destas reservas localizam-se no Estado do Rio de Janeiro.

O processo produtivo do gás natural é constituído basicamente de cinco etapas:

- Recepção: o gás é comprimido e transportado através de um sistema de tubulações até a unidade de tratamento;
 - Pré - tratamento: remoção de impurezas como enxofre, dióxido de carbono e água.
-

- Liquefação: o processo de liquefação está concentrado na geração de frigorias necessárias à liquefação do metano abaixo de sua temperatura crítica.
- Armazenamento: tem como característica a grande redução volumétrica obtida na mudança de estado.
- Vaporização: sua finalidade é promover a mudança do estado líquido (GNL) ao gasoso para a utilização e consumo nas condições ambientais.

B.3 Metodologia

A avaliação do setor de GN com respeito aos resultados técnico – econômico – financeiros deve considerar a cadeia completa do gás natural, ou seja, desde a sua produção (reservas, por exemplo: Bolívia, Argentina), até o fornecimento nos possíveis pólos de consumo. Neste sentido, se apresenta uma breve revisão da participação termelétrica no sistema elétrico brasileiro baseada no Plano Decenal de Expansão 1999 - 2008, juntamente com as disponibilidades energéticas para geração termelétrica e finalmente da produção nacional de gás natural.

B.3.1. A Geração Termelétrica no Sistema Elétrico

Além do crescente interesse dos investidores, os estudos de planejamento setorial têm mostrado um crescente índice de risco, em termos de atendimento do mercado da região sul/sudeste, para os primeiros anos deste século. Por questões de prazo de construção, tal risco somente poderá ser reduzido mediante pesados investimentos em geração térmica.

No Brasil a geração de energia elétrica tem sido predominantemente hidrelétrica, com menos de 5% de produção de origem termelétrica. Isto se deve ao grande potencial hidrelétrico existente, às reservas insuficientes em termos de petróleo e gás natural e à qualidade e distribuição geográfica das reservas de carvão. Os investimentos na geração térmica têm se limitado, nas últimas décadas, a algumas usinas isoladas de pequeno porte e

a alguns projetos de maior envergadura com sentido de complementação do sistema e de garantir o uso do carvão existente no Sul.

A potência instalada em termelétricas no Brasil pode ser caracterizada conforme Tabela B.1 abaixo:

Tabela B.1 – Tipos e Potências instaladas em Termelétricas no Brasil

Tipos de Termelétricas	Potência (MW)
Derivados de Petróleo e Gás	3.150
Usinas a Carvão Mineral	1.040
Co-geração – bagaço de cana de açúcar	850
Usinas Nucleares	657
Total	5.697

As usinas isoladas, queimando derivados de petróleo, correspondem a mais de 1.000 grupos diesel, atendendo pequenas localidades no interior das Regiões Norte (80%) e Centro-Oeste (20%), com elevado custo de geração.

As principais usinas queimando derivados de petróleo e gás natural estão situadas em capitais da Região Norte (22%) e complementando sistemas interligados - Nordeste (25%), Sudeste (50%) e Sul (3%). Destas usinas, as maiores são as de Santa Cruz, de Furnas, com 608 MW e Piratininga, da Eletropaulo, com 470MW.

As usinas termelétricas que geram energia a partir da queima de carvão mineral estão situadas no sul do Brasil: Rio Grande do Sul com 538 MW, Santa Catarina com 832 MW e Paraná com 20 MW. As maiores usinas são as de Jorge Lacerda (SC) com 832 MW e Presidente Médici (RS) com 446 MW.

Das usinas que utilizam bagaço de cana de açúcar para geração de energia elétrica, 45,7% da capacidade instalada está no estado de São Paulo, 16,5% em Alagoas, 13,6% em Pernambuco e o restante em outros estados do Nordeste (9,0%), do Sudeste (8,0%), do Sul (4,2%) e do Centro-Oeste (3,0%).

A Usina de Angra I, com capacidade instalada de 657 MW é a única usina nuclear em operação no Brasil.

O Plano Decenal de Expansão 1999-2008 [01], prevê um acréscimo de 14.603 MW na capacidade de geração térmica instalada, conforme observa-se na Figura B.1 a seguir:

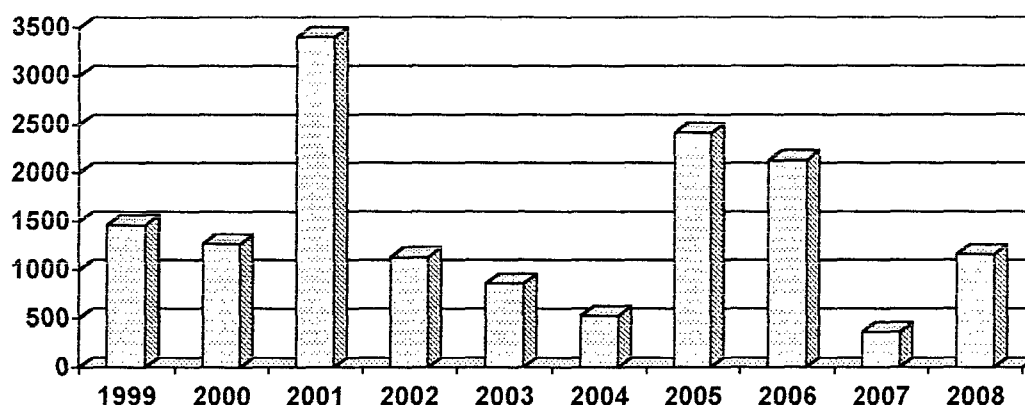


Figura B.1– Plano Decenal de Expansão 1999 – 2008.

B.3.2. Disponibilidades Energéticas

A seguir, são apresentados os aspectos relacionados com as principais disponibilidades energéticas para geração termelétrica no Brasil, e as perspectivas setoriais. Não será abordada a disponibilidade energética para geração nuclear, uma vez que a mesma, por força de lei, não está sujeita a licitação de concessão.[44]

Óleo Diesel: é esperável que a geração termelétrica mediante utilização de óleo diesel deva ser mantida nos menores níveis possíveis, uma vez que a disponibilidade do mesmo tem sido direcionada basicamente para o transporte de carga e de passageiros. Evidentemente, em sistemas isolados de pequeno porte, o óleo diesel deverá continuar sendo a melhor (ou em alguns casos, a única) solução, observando-se sempre a disponibilidade de outras tecnologias, tais como: eólica, biomassa, etc.

Óleo Combustível: Não existem, no presente momento, maiores restrições ao uso do óleo combustível para geração termelétrica, situação esta que pode se alterar se, com a retomada do desenvolvimento econômico, resultar um aumento, muito provável, no consumo

industrial do mesmo. Não se deve esperar grandes contribuições em termos de geração termelétrica, pois se toda a produção atual do mesmo fosse destinada exclusivamente à geração de energia elétrica, com um fator de capacidade de 65%, seria possível atender a necessidade de uma usina com capacidade instalada equivalente a menos de um quarto da usina de Itaipú (12.000 MW).

Carvão Mineral: é o maior recurso energético brasileiro não renovável, o qual possibilitaria a instalação de cerca de 60.000 MW, ou seja, pouco menos do que a capacidade hoje instalada em usinas brasileiras (61,3 GW). Entretanto o carvão mineral nacional apresenta alguns problemas: seu baixo poder calorífico com relação aqueles de origem estrangeira (cerca da metade); seu elevado teor de cinza torna quase proibitivo o custo de transporte e agrava substancialmente os custos de proteção ambiental. Em decorrência dos aspectos apontados, uma maior e mais intensiva utilização do carvão mineral brasileiro deverá ocorrer a partir do momento em que:

- a) forem desenvolvidas melhores técnicas de mineração, de recuperação das áreas mineradas e de destinação dos resíduos sólidos;
- b) forem obtidos significativos avanços tecnológicos do processo e de equipamentos, de modo a controlar adequadamente as emissões de gases de enxofre, nitrogênio e partículas sólidas;
- c) forem reestudadas as normas ambientais brasileiras, com diferentes exigências para áreas urbanas e áreas pouco povoadas.

Resíduos da Cana de Açúcar: o potencial brasileiro de produção de energia elétrica a partir de resíduos da cana de açúcar é bastante apreciável. Se considerarmos o aproveitamento integral do bagaço de cana (pelotizado e com baixo teor de umidade) e das folhas e pontas, em processo de cogeração tecnologicamente desenvolvido, a produção poderia chegar a cerca de quase 40% da energia elétrica hoje consumida no país. Evidentemente, tal percentual é teórico mas demonstra o grande potencial energético dos resíduos de cana. O custo de produção de energia elétrica, com a aplicação das tecnologias hoje existentes é, ainda, relativamente elevado, o que também ocorre com os investimentos necessários à produção da energia elétrica e às adaptações das usinas de álcool e açúcar.

Trata-se entretanto de potencial a ser seguramente melhor equacionado e aproveitado nos próximos anos.

Gás Natural: A disponibilidade de gás natural no Brasil é ainda pequena, de modo que se toda a produção brasileira atual de gás natural fosse destinada exclusivamente à geração termelétrica, com fator de capacidade de 75%, seria suficiente para atender as necessidades de uma usina com pouco mais de 1.000 MW. Apesar destas restrições de disponibilidades e da evidente necessidade de consumo de gás natural em outras aplicações, é de se esperar um crescimento na participação do mesmo como fonte para geração de energia elétrica. O desenvolvimento tecnológico, especialmente em unidades de ciclo combinado, têm trazido substancial redução do custo da energia elétrica gerada a partir do gás natural.

B.3.3. Produção Nacional de Gás Natural

As reservas brasileiras exploráveis de gás somaram em 1998 227,6 bilhões de m³, aproximadamente 0,15% das reservas mundiais. Cerca de 225,9 bilhões de m³ são oriundos de reservas provadas, e o restante, 1,7 bilhões de m³, são reservas não comprovadas.

Durante 1998 foram produzidos 29,5 milhões de m³ por dia e, no ano 10,8 bilhões de m³, conforme Tabela 3 a seguir. A plataforma marítima, mais uma vez, foi a que mais produziu: nada menos que 64,96% de todo o gás produzido em 1998 foram extraídos de poços no mar. Os poços situados em terra firme responderam pelos restantes 35,04%.

Tabela B.2 - Produção Nacional de Gás Natural – Período de 1990 a 1998 [44]

Ano	Produção Nacional de Gás Natural				
	Terra		Mar		Total mil m ³
	mil m ³	%	mil m ³	%	
1990	2.268.277	36,12	4.011.107	63,88	6.279.384
1991	2.469.894	37.43	4.129.003	62.57	6.598.897
1992	2.718.396	38.98	4.255.024	61.02	6.973.420
1993	2.838.513	38.59	4.516.878	61.41	7.355.391
1994	2.813.654	36.48	4.898.194	63.52	7.711.848
1995	2.901.915	35.87	5.187.438	64.13	8.089.353
1996	3.288.979	36.20	5.878.449	63.80	9.167.428
1997	3.570.884	36.20	6.294.109	63.80	9.864.993
1998	3.795.403	35.04	7.037.387	64.96	10.832.790

Conforme discutido anteriormente, a disponibilidade de gás natural no Brasil ainda é pequena para permitir uma participação significativa da geração termelétrica a partir do mesmo. Entretanto, a possível “Integração Energética” entre os países da América Latina através do MERCOSUL, associado ao desenvolvimento tecnológico, especialmente em unidades de ciclo combinado, e a facilidade, bem como o curto prazo de instalação das usinas apontam para um crescimento na participação do gás natural como fonte para geração de energia elétrica.

B.4 Mercosul Energético

Inicialmente, a integração energética no MERCOSUL é importante porque a energia permeia todas as formas de integração. Além da simples comercialização dos produtos energéticos, a integração energética poderá se dar através da complementação dos sistemas, da integração física dos mesmos, do desenvolvimento de programas e projetos comuns, e da coordenação das políticas energéticas nacionais.

A integração energética na região (América do Sul) vem se processando há algum tempo, bem antes da assinatura do Tratado de Assunção em março de 1991, que criou o MERCOSUL. São exemplos desse processo a construção das Usinas Hidrelétricas de Salto Grande (Argentina - Uruguai, no rio Uruguai), Itaipú (Brasil - Paraguai, no rio Paraná) e Yaciretá (Argentina - Paraguai, no rio Paraná), totalizando a capacidade geradora de 17.600 MW.

A integração regional procura reduzir os custos de energia diante dos sistemas nacionais isolados. Além disso, a base para projetos bem sucedidos é permitir o uso de fontes mais baratas aumentando a integração do mercado, e deste modo aumentando a escala e a viabilidade. O crescimento necessário das fontes de energia adicionais para sustentar o crescimento econômico está forçando uma globalização dos mercados de gás e elétrico através da região, a integração e o crescimento econômico levam a integração de energia.

Devido às grandes fontes de água da região, a geração hidro ganhou liderança imediata na indústria elétrica e em décadas recentes tem aumentado sua participação na balança energética.

A implementação de maciços projetos hídricos incentivou a construção de maiores redes de transmissão para conectar estas novas usinas aos mercados requeridos, tornando tais projetos viáveis.

No entanto, com o crescimento do custo de capital (*capital expenditure*) e a queda no preço do óleo, juntamente com o desenvolvimento da tecnologia de ciclo combinado e o aumento das reservas firmes de gás natural tornam a geração térmica nos centros de carga o principal caminho de expansão da capacidade de potência instalada.

O crescente interesse na construção de gasodutos conectando ricos campos de gás natural para suprir centros de demanda pode ser esperado para servir tanto a demanda dos setores industriais e comerciais como à usinas de ciclo combinado. Adicionalmente, o aumento da disponibilidade da geração térmica local permitirá que a geração de eletricidade seja exportada.

A integração da indústria do gás natural a nível do MERCOSUL, apresenta uma perspectiva de consumo esperada pelo Brasil da ordem de $14,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3 / \text{ano}$ para o ano

2004. Num futuro próximo, a preponderância das conexões de potência ou gasodutos de gás dependerá de um número de fatores:

- Distância e característica de carga;
- Regulamentação do mercado de eletricidade nacional e regional;
- Regulamentação do mercado de gás nacional e regional;
- Dinâmica de negócios em cada setor.

Várias áreas devem ser tratadas para que a integração energética se dê de uma forma plena e concreta, a saber:

- preços dos combustíveis e tarifas elétricas e seu tratamento tributário;
- comparação dos sistemas energéticos nacionais;
- incidência energética nos principais setores produtivos;
- comparação dos marcos institucionais, legais e jurídicos - incluindo os aspectos ambientais - relativos à energia;
- programa de racionalização, qualidade e produtividade;
- desenvolvimento tecnológico do setor; estudos de prospecção energética, dentre outros.

B.5 A Indústria do Gás

A perspectiva de consumo de gás natural pela indústria de energia elétrica brasileira está se tornando uma hipótese crescente para a indústria do gás. O novo crescimento é uma oportunidade para as indústrias elétricas utilizarem tecnologias de geração de turbinas de combustão e ciclo combinado (alta performance a um baixo custo – vide Apêndice A) e, estas unidades são um mercado atrativo para os fornecedores de gás.

A demanda de gás pela indústria elétrica é relativamente grande quando comparada aos demais consumidores, tornando-se necessário a coordenação de planejamento e

operação entre as indústrias elétricas e fornecedores de gás. Esta coordenação é importante, principalmente no caso brasileiro, pelo país não possuir uma cultura de consumo de GN consolidada, tornando a geração térmica a âncora para o desenvolvimento e viabilização dos sistemas de transmissão e distribuição do gás natural no país.

B.6 Questão de Preço

Se o crescimento da demanda projetada realmente materializar-se, o preço do gás natural dependerá em grande parte da habilidade da indústria de gás em aumentar o suprimento enquanto assegura preços estáveis. A grande quantidade de gás disponível reduziu os preços por muitos anos, mas nos últimos anos produtores têm reduzido o inventário para torná-lo mais lucrativo.

Ainda quando a disponibilidade do gás se reduz, alguns estudiosos acreditam que os preços do gás natural permanecerá estável, ou aumentará em taxas levemente acima da inflação [46]. Eles apontam para as forças econômicas competitivas que afetaram todos os aspectos do preço do gás natural em anos recentes. A resistência de maiores desenvolvimentos no mercado competitivo incluem:

- crescimento de um grande mercado local a curto prazo para vendas na “atacado”;
- desenvolvimento de um modelo de preço sazonal;
- contratos de longo prazo que contenham a reação do mercado aos preços de fornecimento;
- separação de serviços na indústria de gasoduto interestadual; e
- preços mais flexíveis de serviços de transmissão e distribuição.

No contexto brasileiro, com respeito ao preço a ser cobrado pelo volume de gás natural que será utilizado para geração termelétrica no País, são oferecidas duas opções para as empresas que participarem do programa prioritário de termelétricidade. Na primeira opção, que é o modelo atual, o preço do gás natural (US\$2,26 por milhão de BTU) é reajustado trimestralmente em dólares, com base na variação do preço

internacional do petróleo. Já na segunda opção as usinas movidas a gás pagarão um valor fixo, por um prazo de 20 anos, de US\$ 2,475 por milhão de BTU de gás, com reajuste anual. Desta forma, o preço do gás está atrelado ao da energia e não mais ao do petróleo. O critério de ajuste será o da variação cambial, tomando como parâmetro a inflação americana, cujo índice espera-se ficar entre 3% e 4%.

Como se pode observar, a principal diferença entre estas opções é que na primeira opção os contratos de fornecimento de gás previam reajustes trimestral. Enquanto isso, a energia a ser comercializada pelas térmicas teriam as tarifas aumentadas a cada ano, sempre na data de aniversário da assinatura do contrato. Isto transforma-se num obstáculo para que os grupos empresariais possam conseguir financiamento junto aos bancos. Já com esta segunda opção, os consórcios poderão incluir nos contratos a nova periodicidade do aumento da tarifa do gás natural.

Essa foi a fórmula encontrada pelo governo brasileiro para descasar o reajuste do gás com os derivados de petróleo e uni-lo à lógica de correção tarifária do setor elétrico, que revê suas tarifas uma vez por ano. A idéia do governo, com a definição de um preço fixo para o insumo, é ainda criar um ambiente favorável a investimentos no país e facilitar a contratação de financiamentos por parte dos investidores.

A variação dos custos do gás vincula-se diretamente ao volume de investimentos e custos operacionais de transporte, terminais e armazenamento. Tão importante quanto o preço do gás é a definição das condições de fornecimento, ou seja, as cláusulas do contrato, como *take-or-pay*.

Conforme [47], a tarifação binômia seria a prática que melhor atenderia tanto o setor elétrico como o setor de gás, admitindo-se que este modelo proporciona melhores condições de entendimento e manipulação dos valores transacionados, constituindo uma maneira mais elaborada e eficiente de se buscar vantagens e viabilizar a distribuição do gás no mercado, ao lado de identificar e reduzir eventuais ônus ao setor elétrico através de uma maior flexibilidade de consumo.

Segundo o modelo de tarifação binômia, existem componentes na equação da tarifa refletindo o custo do gás na boca do poço, seu transporte e sua distribuição, podendo estes componentes ser melhor traduzidos através de duas parcelas:

- Fixa (custo de capital) : correspondendo à capacidade de consumo dos clientes (capacidade de “potência”), a qual é sempre paga, respondendo por 95% do valor.;
- variável (custo de combustível) : correspondendo ao efetivo consumo de gás, dependendo do número de compressores e volume deslocado, correspondendo de 2 a 5% do valor. Esta parcela está referenciada ao preço da boca do poço de produção.

É colocado ainda como um aspecto primordial para o funcionamento da tarifa binômia a indução de um mercado interruptível de gás natural, o qual permitiria que as térmicas não precisassem operar além de um fator de capacidade mínimo definido por condições técnicas, de confiabilidade ou por restrições de capacidade de transmissão. Este mercado interruptível deve ser capaz de absorver expressivos montantes de gás interruptível, isto é, gás que seria utilizado apenas em ocasiões de hidrologia favorável.

Segundo [48], a nível do Mercosul é importante discutir algumas considerações econômicas em ordem para fornecer um caminho que permita avaliar a viabilidade de iniciativas nos níveis nacionais e regionais. Para este propósito, o preço de custo (“break-even”) da eletricidade de centrais termelétricas de ciclo combinado consumindo gás natural foi calculado para diferentes preços levando em consideração todos os custos envolvidos, incluindo operação e impostos (referenciados a Argentina). Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela B.3 a seguir.

Tabela B.3 – Preços de Custo para Centrais Termelétricas de Ciclo Combinado

Taxa (%)	Gás (US\$/MBTU)	Potência (US\$/MWh)
8	1.0	16.6
	1.5	20.0
	2.0	23.3
	2.5	26.5
	3.0	30.0
10	1.0	17.7
	1.5	21.0
	2.0	24.2
	2.5	27.5
	3.0	31.0
12	1.0	18.7
	1.5	22.0
	2.0	25.2
	2.5	28.5
	3.0	32.0
14	1.0	19.7
	1.5	23.0
	2.0	26.3
	2.5	29.5
	3.0	33.0

B.7 Considerações Finais

Este capítulo fornece uma visão global a respeito das considerações de uso do gás natural como energético pelo setor elétrico brasileiro, baseando-se em perspectivas oriundas das reservas brasileiras e estrangeiras. Abordaram-se ainda, questões envolvidas com a integração energética promovida pelo MERCOSUL, bem como a questão de modelagem da indústria de gás natural no contexto brasileiro.

No Brasil, as questões regulatórias, institucionais, legais e políticas deverão ser revisadas não somente para o desenvolvimento de suas reservas de gás natural, mas também para seu transporte, distribuição e importação/exportação. A solução destas questões é crítica para que o setor do gás possa se desenvolver como os setores de potência e óleo

Anexo C - Banco de Dados para Programa Newave

Nesse anexo são apresentados os dados de entrada utilizados nas simulações com o programa NEWAVE.

CASO.DAT

Arquivos.cmo

ARQUIVOS.CMO

DADOS GERAIS	DGER.CMO
DADOS DOS SUBSISTEMAS	SISTEMA1.CMO
CONFIGURACAO HIDRAULICA	CONFHD2.CMO
ALTERACAO DADOS USINAS HIDRO	MODIF55.CMO
CONFIGURACAO TERMICA	CONFT.CMO
DADOS DAS USINAS TERMICAS	TERM.CMO
DADOS DAS CLASSES TERMICAS	CLAST.CMO
DADOS DE EXPANSAO HIDRAULICA	EXPH.CMO
ARQUIVO DE EXPANSAO TERMICA	EXPT.CMO
ARQUIVO DE PATAMARES MERCADO	PATAMAR.CMO
ARQUIVO DE CORTES DE BENDERS	CORTES.CMO
ARQUIVO DE CABECALHO CORTES	CORTESH.CMO
RELATORIO DE CONVERGENCIA	AVCMOAB.CMO
RELATORIO DE E. SINTETICAS	PARP.CMO
RELATORIO DETALHADO FORWARD	FORWARD.CMO
ARQUIVO DE CABECALHO FORWARD	FORWARH.CMO
ARQUIVO DE S.HISTORICAS S.F.	SHIST.CMO
ARQUIVO DE MANUT.PROG. UTE'S	MANUTT.CMO
ARQUIVO P/DESPACHO HIDROTERM	NEWDESP.CMO
ARQUIVO C/TEND. HIDROLOGICA	EAFPast.CC9

S/SE/N/NE - AVALIACAO CMO ABR/99(SINTETICO) - CRONOG. ATUAL - NIVEIS VERIF.

Arquivo: CONFHD2.CMO

NUM NOME	POSTO	JUS	SSIS	V.INIC	U.EXIS	MODIF	INIC.HIST	FIM HIST
XXX:XXXXXXXXXXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXX.XX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
1 CAMARGOS	1	2	1	20.0	EX	1	1931	1994
2 ITUTINGA	2	4	1	20.0	EX	0	1931	1994
4 FUNIL-GRANDE	211	6	1	20.0	NE	0	1931	1994
6 FURNAS	6	7	1	20.0	EX	1	1931	1994
7 M.MORAES	7	8	1	20.0	EX	1	1931	1994
8 ESTREITO	8	9	1	20.0	EX	0	1931	1994
9 JAGUARA	9	10	1	20.0	EX	0	1931	1994
10 IGARAPAVA	10	11	1	20.0	EE	1	1931	1994
11 VOLTA GRANDE	11	12	1	20.0	EX	0	1931	1994
12 P.COLOMBIA	12	17	1	20.0	EX	0	1931	1994
14 CACONDE	14	15	1	20.0	EX	0	1931	1994
15 EUC. CUNHA	15	16	1	20.0	EX	0	1931	1994
16 A.S.OLIVEIRA	16	35	1	20.0	EX	0	1931	1994
35 VIRADOURO	234	41	1	20.0	NE	0	1931	1994
41 BARRETOS	236	17	1	20.0	NE	0	1931	1994
17 MARIMBONDO	17	18	1	20.0	EX	1	1931	1994
18 A.VERMELHA	18	44	1	20.0	EX	1	1931	1994
25 NOVA PONTE	25	26	1	20.0	EX	1	1931	1994
26 MIRANDA	206	27	1	20.0	EX	0	1931	1994
27 C.BRANCO I	207	28	1	20.0	NE	0	1931	1994
28 C.BRANCO II	28	31	1	20.0	NE	0	1931	1994
30 CORUMBA I	209	31	1	20.0	EX	0	1931	1994
21 S.FACAO	251	24	1	20.0	NE	0	1931	1994
22 BOCAINA	21	24	1	20.0	NE	0	1931	1994
24 EMBORCACAO	24	31	1	20.0	EX	1	1931	1994
31 ITUMBIARA	31	32	1	20.0	EX	1	1931	1994
32 C.DOURADA	32	33	1	20.0	EX	0	1931	1994
33 SAO SIMAO	33	44	1	20.0	EX	1	1931	1994
37 B.BONITA	37	38	1	20.0	EX	1	1931	1994
38 A.S.LIMA	38	39	1	20.0	EX	0	1931	1994
39 IBITINGA	39	40	1	20.0	EX	0	1931	1994
40 PROMISSAO	40	42	1	20.0	EX	1	1931	1994
42 NAVANHANDAVA	42	44	1	20.0	EX	0	1931	1994
44 I.SOLT.EQV.	44	45	1	20.0	EX	1	1931	1994
45 JUPIA	45	46	1	20.0	EX	0	1931	1994
46 P.PRIMAVERA	46	66	1	20.0	EE	1	1931	1994
47 A.A.LAYDNER	47	48	1	20.0	EX	1	1931	1994
48 PIRAJU	48	49	1	20.0	NE	0	1931	1994
49 XAVANTES	49	249	1	20.0	EX	1	1931	1994
249 OURINHOS	249	50	1	20.0	NE	0	1931	1994
50 L.N.GARCEZ	50	51	1	20.0	EX	0	1931	1994
51 CANOAS II	51	52	1	20.0	NE	0	1931	1994
52 CANOAS I	52	61	1	20.0	NE	0	1931	1994
61 CAPIVARA	61	62	1	20.0	EX	1	1931	1994
62 TAQUARUCU	62	63	1	20.0	EX	0	1931	1994
63 ROSANA	63	66	1	20.0	EX	0	1931	1994
66 ITAIPU	66	0	1	20.0	EE	1	1931	1994
118 BILLINGS	319	119	1	20.0	EX	0	1931	1994
119 H.BORDEN	319	0	1	20.0	EX	0	1931	1994
120 JAGUARI	120	123	1	20.0	EX	0	1931	1994
121 PARAIBUNA	121	122	1	20.0	EX	0	1931	1994

122 SANTA BRANCA	122	123	1	20.0	NE	0	1931	1994
123 FUNIL	123	131	1	20.0	EX	0	1931	1994
124 LAJES	132	132	1	20.0	EX	0	1931	1994
126 PICADA	197	127	1	20.0	NE	0	1931	1994
127 SOBRAGI	198	128	1	20.0	EX	0	1931	1994
128 SAPUCAIA	128	129	1	20.0	NE	0	1931	1994
129 SIMPLICIO	129	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
130 I.DOS POMBOS	301	116	1	20.0	EX	0	1931	1994
116 ITAOCARA	199	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
131 N.PECANHA	131	133	1	20.0	EX	0	1931	1994
132 FONTES	132	133	1	20.0	EE	1	1931	1994
133 P.PASSOS	306	0	1	20.0	EX	0	1931	1994
139 B. DO BRAUNA	135	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
151 CANDONGA	149	143	1	20.0	NE	0	1931	1994
143 AIMORES	148	144	1	20.0	NE	0	1931	1994
134 SALTO GRANDE	134	135	1	20.0	EX	0	1931	1994
135 P. ESTRELA	263	143	1	20.0	NE	0	1931	1994
136 PILAR	264	138	1	20.0	NE	0	1931	1994
138 BAU	264	143	1	20.0	NE	0	1931	1994
144 MASCARENHAS	144	0	1	20.0	EE	1	1931	1994
148 IRAPE	255	149	1	20.0	NE	0	1931	1994
149 MURTA	258	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
162 QUEIMADO	158	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
156 TRES MARIAS	156	157	1	20.0	EX	1	1931	1994
157 FORMOSO	193	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
192 GUILMAN	262	143	1	20.0	EX	0	1931	1994
195 JAURU	295	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
196 GUAPORE	296	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
217 ROSAL	196	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
219 F.AMARAL	210	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
251 SERRA MESA	270	252	1	20.0	EX	0	1931	1994
252 CANABRAVA	191	261	1	20.0	NE	0	1931	1994
261 LAJEADO	273	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
281 PONTE PEDRA	281	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
278 MANSO	278	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
283 SANTA CLARA	283	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
289 ITUMIRIM	289	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
194 TRAIRA	265	143	1	20.0	NE	0	1931	1994
53 FUNILRIB	105	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
269 C.MAGALH	187	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
304 ITIQUIRA	259	0	1	20.0	NE	0	1931	1994
230 S.BRANCA TI	230	56	2	20.0	NE	0	1931	1994
56 T.BORBA	231	57	2	20.0	NE	0	1931	1994
57 MAUA	57	58	2	20.0	NE	0	1931	1994
58 S.JERONIMO	233	59	2	20.0	NE	0	1931	1994
59 CEBOLAO	213	60	2	20.0	NE	0	1931	1994
60 JATAIZINHO	214	0	2	20.0	NE	0	1931	1994
74 FOZ DO AREIA	74	76	2	30.0	EX	0	1931	1994
73 D.JORDAO	73	76	2	100.0	EX	0	1931	1994
76 SEGredo	75	77	2	30.0	EX	0	1931	1994
77 SLT.SANTIAGO	77	78	2	30.0	EX	1	1931	1994
78 SALTO OSORIO	78	82	2	30.0	EX	0	1931	1994
82 SALTO CAXIAS	222	0	2	30.0	EE	1	1931	1994
93 PASSO FUNDO	93	106	2	30.0	EX	0	1931	1994
86 BARRA GRANDE	215	91	2	30.0	NE	0	1931	1994

Arquivo: CONFT.CMO

NUM	NOME	SSIS	U.EXIS	CLASSE
XXXX	XXXXXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXX
1	ANGRA 1	1	EX	1
2	IGARAPE	1	EX	2
3	ST.CRUIZ 12	1	EE	3
4	ST.CRUIZ 34	1	EE	3
5	PIRATINING12	1	EX	4
6	PIRATINING34	1	EX	4
7	CARIOBA	1	EX	5
9	R.SILVEIRA G	1	EX	7
10	CUIABA DIESEL	1	EE	8
11	CUIABA G CS	1	NE	9
12	CUIABA G CC	1	NE	41
13	ANGRA 2	1	NE	1
14	RIO GAS	1	NE	10
15	BTB	1	NE	42
45	RPBC	1	NE	42
16	SAO PAULO	1	NE	42
17	N.CAPIXABA	1	NE	42
18	P. PAULISTAcS	1	NE	9
51	P. PAULISTAcc	1	NE	42
19	S.CRUIZ 7A 12	1	NE	11
20	S.CRUIZ 7A 34	1	NE	11
21	IGARAPE GAS	1	NE	12
48	PIE GAS	1	NE	42
22	P.MEDICI A	2	EX	13
23	P.MEDICI B	2	EX	13
24	J.LACERDA C	2	EX	14
25	J.LACERDA B	2	EX	15
26	J.LACERDA A1	2	EX	16
27	J.LACERDA A2	2	EX	16
28	FIGUEIRA	2	EX	17
29	CHARQUEADAS	2	EE	18
30	NUTEPA	2	EX	19
31	ALEGRETE	2	EX	20
32	S.JERONIMO	2	EX	21
33	C.GRANDE IIG	2	NE	23
34	C.GRANDE GAS	2	NE	23
35	URUGUAIANA	2	NE	24
36	JACUI	2	NE	25
37	ARGENTINA F/G	2	NE	26
38	ARGENTINA C	2	NE	27
40	CANDIOTA	2	NE	28
46	ARAUCARIA	2	NE	23
47	JOINVILE	2	NE	23
49	SEIVAL	2	NE	28
41	CAMACARI	3	EX	29
42	PECEM	3	NE	30
43	RLAM	3	NE	30
44	COSERN	3	NE	30

[illegible]

[illegible]

Arquivo: EXPH.CMO

COD	NOME	ENCHIMENTO INICIO	VOLUME MORTO DUR.MESES	% XX XX.X	DATA ENTRADA	POT. XXXX.X
XXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XX/XXXX			XX/XXXX	XXXX.X
	52 CANOAS I				Jun/99	27.0
					Jun/99	27.5
					Jul/99	27.5
9999						
	51 CANOAS II				Jun/99	24.0
					Jul/99	24.0
					Jul/99	24.0
9999						
	82 SALTO CAXIAS				Jul/99	310.0
					Jul/99	310.0
					Out/99	310.0
9999						
	10 IGARAPAVA				Jul/99	42.0
					Set/99	42.0
9999						
	46 P.PRIMAVERA				Nov/99	100.8
					Abr/00	100.8
					Ago/00	100.8
					Nov/00	100.8
					Mar/01	100.8
					Jun/01	100.8
					Out/01	100.8
					Jan/02	100.8
					Mai/02	100.8
					Ago/02	100.8
					Dez/02	100.8
					Mar/03	100.8
					Jul/03	100.8
					Out/03	100.8
					Fev/04	100.8
9999						
	122 SANTA BRANCA				Jul/99	29.0
					Jul/99	29.0
9999						
	217 ROSAL	Dez/99	1	00.0	Jan/00	27.5
					Fev/00	27.5
9999						
	304 ITIQUIRA	Jan/01	2	00.0	Mar/01	30.6
					Mai/01	30.6
					Jul/01	30.6
					Set/01	30.6
9999						
	194 TRAIRA	Set/04	1	00.0	Out/04	55.0
					Jan/05	55.0
9999						
	92 ITA	Abr/00	3	00.0	Jul/00	290.0
					Out/00	290.0
					Fev/01	290.0
					Jun/01	290.0
					Out/01	290.0
9999						
	114 D.FRANCISCA	Out/00	3	00.0	Jan/01	62.5
					Abr/01	62.5
9999						
	230 S.BRANCATIB				Abr/07	33.5
					Jul/07	33.5
9999						
	56 T.BORBA	Jan/06	3	00.0	Abr/06	56.0
					Jul/06	56.0
9999						

57 MAUA	Set/05	3	00.0	Dez/05	194.0
				Mar/06	194.0
9999					
58 S.JERONIMO	Ago/04	3	00.0	Nov/04	142.0
				Fev/05	142.0
9999					
59 CEBOLAO	Jun/02	3	00.0	Set/02	78.0
				Dez/02	78.0
9999					
60 JATAIZINHO	Abr/05	3	00.0	Jul/05	52.0
				Out/05	52.0
				Jan/06	52.0
9999					
278 MANSO	Out/00	3	00.0	Jan/01	52.5
				Abr/01	52.5
				Jul/01	52.5
				Out/01	52.5
9999					
96 PASSO MEIO	Mar/01	1	00.0	Abr/01	10.0
				Jul/01	10.0
				Out/01	10.0
9999					
162 QUEIMADO	Mar/01	2	00.0	Jun/01	35.0
				Ago/01	35.0
				Out/01	35.0
9999					
196 GUAPORE				Jul/01	40.0
				Out/01	40.0
				Jan/02	40.0
9999					
283 SANTA CLARA	Jun/01	1	00.0	Jul/01	20.0
				Ago/01	20.0
				Set/01	20.0
9999					
195 JAURU	Mai/01	3	00.0	Ago/01	17.5
				Nov/01	17.5
				Fev/02	17.5
				Mai/02	17.5
9999					
135 P.ESTRELA	Jul/01	3	00.0	Out/01	28.0
				Out/01	28.0
				Dez/01	28.0
				Dez/01	28.0
9999					
216 CUBATAO-SC	Jul/02	1	00.0	Ago/02	22.5
				Set/02	22.5
9999					
261 LAJEADO				Jan/02	170.0
				Fev/02	170.0
				Mai/02	170.0
				Ago/02	170.0
				Nov/02	170.0
9999					
143 AIMORES	Mar/02	3	00.0	Jun/02	132.0
				Set/02	132.0
				Dez/02	132.0
9999					
66 ITAIPU				Jul/02	700.0
				Nov/02	700.0
9999					

132 FONTES				Jul/02	15.0
				Out/02	15.0
				Jan/03	15.0
				Abr/03	15.0
9999					
48 PIRAJU	Abr/02	3	00.0		
				Jul/02	35.0
				Out/02	35.0
9999					
252 CANA BRAVA	Jul/02	1	00.0		
				Ago/02	112.5
				Nov/02	112.5
				Fev/03	112.5
				Mai/03	112.5
9999					
4 FUNIL-GRANDE	Mai/02	3	00.0		
				Ago/02	60.0
				Nov/02	60.0
				Fev/03	60.0
9999					
126 PICADA	Nov/02	3	00.0		
				Fev/03	25.0
				Mai/03	25.0
9999					
101 BOM RETIRO				Mar/03	5.0
				Mai/03	5.0
				Jul/03	5.0
				Set/03	5.0
				Nov/03	5.0
				Jan/04	5.0
9999					
149 MURTA	Jan/03	3	00.0		
				Abr/03	36.7
				Jul/03	36.7
				Out/03	36.7
9999					
148 IRAPE	Out/03	3	00.0		
				Jan/04	120.0
				Abr/04	120.0
				Jul/04	120.0
9999					
136 PILAR	Jun/03	3	00.0		
				Set/03	56.7
				Dez/03	56.7
				Mar/04	56.7
9999					
22 BOCAINA	Dez/03	6	00.0		
				Jun/04	75.0
				Set/04	75.0
9999					
289 ITUMIRIM	Jul/04	3	00.0		
				Out/04	25.0
				Jan/05	25.0
9999					
91 MACHADINHO	Jun/02	3	00.0		
				Set/02	380.0
				Jan/03	380.0
				Mai/03	380.0
9999					
90 C.NOVS	Mai/04	3	00.0		
				Ago/04	220.0
				Nov/04	220.0
				Fev/05	220.0
				Mai/05	220.0
9999					
151 CANDONGA	Out/03	1	00.0		
				Nov/03	54.0
				Fev/04	54.0
9999					
139 B.BRAUNA	Nov/03	1	00.0		
				Dez/03	16.0
				Mar/04	16.0
				Jun/04	16.0
9999					

281 P.PEDRA	Nov/03	1	00.0		
				Dez/03	58.7
				Jan/04	58.7
				Fev/04	58.7
9999					
165 GATOS I	Abr/02	3	00.0		
				Jul/02	11.0
				Out/02	11.0
				Jan/03	11.0
9999					
275 TUCURUI				Jan/03	375.0
				Mai/03	375.0
				Set/03	375.0
				Jan/04	375.0
				Mai/04	375.0
				Set/04	375.0
				Jan/05	375.0
				Mai/05	375.0
				Set/05	375.0
				Jan/06	375.0
				Mai/06	375.0
9999					
154 ITAPEBI	Nov/02	3	00.0		
				Fev/03	150.0
				Mai/03	150.0
				Ago/03	150.0
9999					
166 SACOS				Dez/03	28.5
				Mar/04	28.5
				Jun/04	28.5
				Set/04	28.5
9999					
292 CANA BRAVA F	Jul/02	1	0.0		
9999					
294 QUEIMADO F	Mar/01	3	00.0		
9999					
302 LAJEADO FIC	Jul/01	3	00.0		
9999					
115 G.P. SOUZA				Jul/99	5.0
				Ago/99	5.0
				Out/99	5.0
				Nov/99	5.0
9999					
144 MASCARENHAS				Jan/00	8.0
9999					
27 C.BRANCO I	Out/04	3	00.0		
				Jan/05	102.0
				Abr/05	102.0
				Jul/05	102.0
9999					
28 C.BRANCOII	Fev/05	3	00.0		
				Mai/05	70.0
				Ago/05	70.0
				Nov/05	70.0
9999					
249 OURINHOS	Nov/04	3	00.0		
				Fev/05	11.0
				Mai/05	11.0
				Ago/05	11.0
				Nov/05	11.0
9999					
215 S.PILAO				Mar/05	110.0
				Jun/05	110.0
9999					

53 FUNILRIB	Mar/05	2	00.0		
				Mai/05	50.0
				Ago/05	50.0
				Nov/05	50.0
9999					
293 FORMOFIC	Mai/05	3	00.0		
9999					
157 FORMOSO				Ago/05	100.0
				Nov/05	100.0
				Fev/06	100.0
9999					
138 BAU	Nov/05	3	00.0		
				Fev/06	34.0
				Mai/06	34.0
				Ago/06	34.0
9999					
106 GARABI 50	Jul/06	3	00.0		
				Out/06	125.0
				Jan/07	125.0
				Abr/07	125.0
				Jul/07	125.0
				Out/07	125.0
				Jan/08	125.0
9999					
86 BARRA GRA	Fev/07	3	00.0		
				Mai/07	230.0
				Ago/07	230.0
				Nov/07	230.0
9999					
21 S.FACAO	Set/05	3	00.0		
				Dez/05	70.0
				Mar/06	70.0
				Jun/06	70.0
9999					
254 P.CAVALO				Jun/04	150.0
				Set/04	150.0
9999					
269 C.MAGALH				Fev/06	55.0
				Mai/06	55.0
				Ago/06	55.0
				Nov/06	55.0
9999					
35 VIRADOURO	Mar/06	1	00.0		
				Abr/06	15.0
				Jul/06	15.0
				Out/06	15.0
9999					
41 BARRETOS	Mar/06	1	00.0		
				Abr/06	17.0
				Jul/06	17.0
				Out/06	17.0
9999					
219 F.AMARAL	Mar/06	1	00.0		
				Abr/06	16.5
				Jul/06	16.5
9999					
116 ITAOCARA	Jul/06	2	00.0		
				Set/06	70.0
				Dez/06	70.0
				Marr/07	70.0
9999					

128 SAPUCAIA	Set/06	1	00.0		
				Out/06	100.0
				Jan/07	100.0
				Abr/07	100.0
9999					
129 SIMPLICIO	Jul/06	3	00.0		
				Out/06	60.0
				Jan/07	60.0
				Abr/07	60.0
9999					
268 S.QUEBRADA	Abr/06	3	00.0		
				Jul/06	166.0
				Out/06	166.0
				Jan/07	166.0
				Abr/07	166.0
				Jul/07	166.0
				Out/07	166.0
				Jan/08	166.0
				Abr/08	166.0
9999					
191 ARACA	Jan/07	3	00.0		
				Abr/07	30.0
				Jul/07	30.0
				Out/07	30.0
				Jan/08	30.0
9999					

Arquivo: EXPT.CMO

NUM	TIPO	MODIF	MI	ANOI	MF	ANOF
XXXX	XXXXXXXXXXXXXX		XX	XXXX	XX	XXXX
3	POTEF	168.00	4	1999	2	2002
3	GTMIN	28.00	4	1999	6	1999
3	GTMIN	56.00	7	1999	2	2002
3	POTEF	84.00	3	2002	2	2003
3	GTMIN	28.00	3	2002	2	2003
3	POTEF	0.00	3	2003		
3	GTMIN	0.00	3	2003		
4	POTEF	440.00	4	1999	2	2003
4	GTMIN	118.00	4	1999	6	1999
4	GTMIN	59.00	7	1999	9	1999
4	GTMIN	118.00	10	1999	2	2003
4	POTEF	0.00	3	2003		
4	GTMIN	0.00	3	2003		
19	POTEF	84.00	3	2002	2	2003
19	POTEF	168.00	3	2003		
19	GTMIN	28.00	3	2002	2	2003
19	GTMIN	56.00	3	2003		
20	POTEF	440.00	3	2003		
20	GTMIN	118.00	3	2003		
33	POTEF	40.00	6	1999	7	1999
33	GTMIN	32.00	6	1999	7	1999
33	FCMAX	90.00	6	1999	7	1999
33	POTEF	80.00	8	1999	2	2000
33	GTMIN	64.00	8	1999	2	2000
33	FCMAX	90.00	8	1999	2	2000
33	POTEF	120.00	3	2000		
33	GTMIN	96.00	3	2000		
33	FCMAX	90.00	3	2000		
34	POTEF	300.00	6	2001		
34	GTMIN	240.00	6	2001		
34	FCMAX	90.00	6	2001		
13	POTEF	1309.00	3	2000		
13	GTMIN	261.80	3	2000	3	2000
13	GTMIN	431.97	4	2000	4	2000
13	GTMIN	615.23	5	2000	5	2000
13	GTMIN	654.50	6	2000		
13	FCMAX	20.00	3	2000	3	2000
13	FCMAX	33.00	4	2000	4	2000
13	FCMAX	47.00	5	2000	5	2000
13	FCMAX	67.00	6	2000	6	2000
13	FCMAX	71.00	7	2000	7	2002
13	FCMAX	74.00	8	2002	6	2003
13	FCMAX	75.00	7	2003		
10	POTEF	150.00	6	1999	1	2000
10	GTMIN	13.70	6	1999	1	2000
11	POTEF	300.00	2	2000	5	2000
11	GTMIN	240.00	2	2000	5	2000
12	POTEF	480.00	6	2000		
12	GTMIN	384.00	6	2000		
14	POTEF	700.00	1	2002		
14	GTMIN	560.00	1	2002		
17	POTEF	150.00	8	2001		
17	GTMIN	120.00	8	2001		

18 POTEF	155.00	1	2001	1	2001
18 GTMIN	124.00	1	2001	1	2001
18 POTEF	310.00	2	2001	2	2001
18 GTMIN	248.00	2	2001	2	2001
18 POTEF	465.00	3	2001	8	2001
18 GTMIN	372.00	3	2001	8	2001
51 POTEF	630.00	9	2001		
51 GTMIN	504.00	9	2001		
21 POTEF	255.00	12	2001		
21 GTMIN	204.00	12	2001		
35 POTEF	500.00	1	1999		
35 FCMAX	90.00	1	1999		
35 GTMIN	000.00	1	1999		
40 POTEF	350.00	4	2003		
40 GTMIN	140.00	4	2003		
46 POTEF	444.00	2	2002		
46 GTMIN	355.00	2	2002		
47 POTEF	600.00	8	2002		
47 GTMIN	480.00	8	2002		
48 POTEF	450.00	6	2005	6	2005
48 GTMIN	360.00	6	2005	6	2005
48 POTEF	900.00	7	2005		
48 GTMIN	720.00	7	2005		
49 POTEF	250.00	7	2005	12	2005
49 GTMIN	100.00	7	2005	12	2005
49 POTEF	500.00	1	2006		
49 GTMIN	200.00	1	2006		
16 POTEF	450.00	8	2003	1	2004
16 GTMIN	360.00	8	2003	1	2004
16 POTEF	900.00	2	2004		
16 GTMIN	720.00	2	2004		
15 POTEF	501.00	12	2002		
15 GTMIN	400.80	12	2002		
36 POTEF	350.00	1	2002		
36 GTMIN	165.00	1	2002		
36 FCMAX	80.00	1	2004		
37 POTEF	1000.00	7	2000		
37 GTMIN	0.00	7	2000		
38 POTEF	1000.00	9	2001		
38 GTMIN	0.00	9	2001		
45 POTEF	80.00	1	2002		
45 GTMIN	64.00	1	2002		
42 POTEF	240.00	10	2000		
42 GTMIN	192.00	10	2000		
44 POTEF	100.00	1	2003		
44 GTMIN	40.00	1	2003		
43 POTEF	360.00	8	2001		
43 GTMIN	144.00	8	2001		
29 POTEF	48.54	4	1999	4	1999 [MANUTENCAO MAQ.4 26 DIAS
29 FCMAX	100.00	4	1999	4	1999 [
29 IPTER	0.00	4	1999	4	1999 [
29 POTEF	52.47	5	1999	5	1999 [MANUTENCAO MAQ.4 19 DIAS
29 FCMAX	100.00	5	1999	5	1999 [
29 IPTER	0.00	5	1999	5	1999 [
29 POTEF	72.00	6	1999		
29 GTMIN	25.00	6	1999		
29 IPTER	0.00	6	1999		

Bibliografia

- [01] “Plano Decenal de Expansão 1999 / 2008”, elaborado pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS / Eletrobrás / MME.
- [02] Florentin, C.M.C.; “Operação de Sistemas Hidrelétricos em Ambiente Competitivo: Uma Abordagem da Gestão Empresarial via Simulação Estocástica e Dinâmica de Sistemas”, Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, SC, Novembro, 1999.
- [03] Gorenstin, B. G. Paciornik, N. “Planejamento sob Incertezas”. In: XIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL), Florianópolis, 1995.
- [04] Aires, J. C. O., Pinto, L. M. V. G., Filho, R. N. F. “Critérios e Modelos de Planejamento considerando Incertezas”. In: VI Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ, 28 de Maio a 1º de Junho de 1995, Foz do Iguaçu – PR.
- [05] Gross, G., Finlay, D. J. “Optimal Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets”. In: 12th Power Systems Computation Conference, Dresden, August 19 – 23, 1996, pp 815 – 823.
- [06] Morozowski F^o, M.; “Planejamento Integrado de Sistemas Multiárea com Restrições de Energia e de Confiabilidade: Uma Abordagem via Programação Estocástica”; Tese de Doutorado, COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, 1995.
- [07] Born, P. H.; Almeida, A. A.; “Mudanças Estruturais no Setor Elétrico: Formação e Regulação de Preços”, <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletobras/estudos/born.doc>
- [08] Morozowski F^o, M.; “Planejamento de Sistemas Elétricos em Ambiente Competitivo: Conceitos e Metodologia”, Concurso para Professor Titular, UFSC – LabPlan, Fevereiro de 1998, Florianópolis – SC.
- [09] Castro, R.; Ramos, D.S.; Filho, C.L.; “Comercialização de Energia no Ambiente Competitivo do Setor Elétrico”; XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo IX, GOP / 04, 17 a 22 de Outubro de 1999, Foz do Iguaçu – PR.

- [10] Schuch, G. B. "Um Modelo para Estudos da Demanda de Energia Elétrica em Ambiente Competitivo". Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, 2000.
- [11] Ortega, J. M.; Morozowski F^o, M.; "Planejamento da Operação de Centrais Termelétricas a GN sob uma Ótica Empresarial", XIII Congresso Brasileiro de Automática, 11 a 14 de Setembro de 2000, Florianópolis – SC.
- [12] Ortega, J. M.; Morozowski F^o, M.; "Gestão de Centrais Termelétricas a GN em Ambiente Competitivo: Uma Abordagem via Dinâmica de Sistemas", XXXI SBPO, 20 a 22 de Outubro de 1999, Juiz de Fora – MG.
- [13] Ortega, J. M.; Morozowski F^o, M.; "Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos em um Ambiente Competitivo", XII Congresso Brasileiro de Automática, 14 a 18 de Setembro de 1998, Uberlândia – MG.
- [14] Negri, J.C.; Vieira, S.; Junior, S.O.; "Análise Termoeconômica de Plantas de Geração Térmica", XIV SNPTEE, Belém, PA, 1997.
- [15] Melo, A.C.G.; Reis, M.S.; Gorenstin, B.G.; "Avaliação Econômico-Financeira de Projetos de Expansão do Setor Elétrico – Um Enfoque Empresarial", XIV SNPTEE, Belém, PA, Outubro, 1997.
- [16] Silveira, F.S.V.; "Um Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica Adequado ao Ambiente Competitivo"; Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, Agosto, 1997.
- [17] Coopers & Lybrand, "Working Paper A5 - Trading Model and Industry Structure Recommendations", SNE/Eletróbras, Brasil, 1997.
- [18] Gazeta Mercantil do dia 2 de Julho de 1997, pg. C-1 e C-5.
- [19] Saraiva, J.T.; Mompilher, L.; "Algumas Reflexões sobre o Planejamento e a Exploração de Sistemas Eléctricos de Energia em Ambiente Desregulamentado", ELAB'96 – 3^o Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia, Actas do Encontro, Vol. 01, Porto – Portugal, 16-18 de Outubro de 1996.
- [20] Porter, M. E.; "Estratégia Competitiva: Técnicas para Análise de Indústrias e da Concorrência"; 7^a Edição, Rio de Janeiro, Editora Campus, 1991.

- [21] Pidd Michael; "Modelagem Empresarial – Ferramentas para Tomada de Decisão", Bookman, Porto Alegre, 1998.
- [22] Forrester, J.W., "Industrial Dynamics", 1. Ed. Portland: Productivity Press, 1961.
- [23] ____ "Modelo Super/Olade – BID", Manual Del Usuario, Diciembre, 1993.
- [24] Powersim 2.5, "User's Guide", Powersim Press, 1996.
- [25] Backus, G. A.; Amlin, J. S. Kleemann, S.; "Introduction to Energy 2020" Systematic Solutions, INC., Fairborn - Ohio, December 1993.
- [26] Quinn, J. B.; "Strategic Change: "Logical Incrementalism"; Sloan Management Review, v. 20, n. 1, p. 7-21.
- [27] Forrester, J.W.; "Industrial Dynamics", Management Science, 14, No, 7; May 1968
- [28] Finardi, E.C., "Planejamento da Operação Hidrotérmica Utilizando Processamento de Alto Desempenho". Dissertação de Mestrado, UFSC/PGEEL/LABPLAN, Florianópolis, SC, Brasil, Abril de 1999.
- [29] Ramos D. S.; Castro R. e Barillari S. N.; "Análise Comparativa dos Modelos MODDHT e NEWAVE"; Outubro de 1999.
- [30] Preço de referência válido p/ o período até 31.12.2008 - Região SE/SUL/C.OESTE – <http://www.gaspetro.com.br>
- [31] Silveira, A.M.P.A.; Ribeiro, A.; Pinto, L.M.V.G.; "A Comercialização da Energia Elétrica: O Ponto de Vista do Consumidor, da Empresa e do Produtor Independente", XIV SNPTEE, Belém, PA, Outubro, 1997
- [32] Wylen, G.V.; Sonntag, R.; Borgnakke, C.; "Fundamentos da *Termodinâmica Clássica*", Livro, Tradução da 4^o edição americana, São Paulo - SP, Ed. Edgard Blucher LTDA, 1995.
- [33] Azevedo, Gilson; "Turbinas a Gás: Aspectos Mecânicos e Operacionais"; Apostila de Curso, IBP-Instituto Brasileiro de Petróleo, São Paulo-SP, Maio de 1995.
- [34] "Relatório Final - Estudos de Reanálise do Programa de Implantação de Termelétricas no Mato Grosso do Sul"; ENERSUL, Comitê Interno do Gás Natural – CIG, Setembro, 1995.

- [35] “Conceptos Básicos de Planeamiento Operativo” – Seminário I, Módulo de Planeamento Operativo, PROMON, Febrero, 1992.
- [36] Texaco - Publicação Técnica; “Indústria de Geração de Energia II – Turbinas a Gás”; Vol. 81, No. 3, 1997
- [37] Apostila da COENE – “Curso Tecnológico de Otimização Energética” ; Escola Federal de Engenharia de Itajubá; MG; 1997.
- [38] Lemos, M.; Zapparoli, E. L.; “Introdução às Turbinas a Gás e a Vapor”; Apostila.
- [39] Jess, H.; Roser, G.; “Berlin’s ‘Mitte’ district heating power plant – clean energy for the city center”; ABB Power Generation, Review 1/95.
- [40] Shearer, J. L.; Murphy, A.T.; Richardson, H.H.; “Introduction to System Dynamics”; Addison-Wesley Publishing Company, INC, London, 1967.
- [41] “As Possibilidades de Uso do Gás Natural no Estado do Pará”, <http://www.ecen.com/content/eee3/sinopse.htm>
- [42] Consulta Técnica a Planck – Redenergia (planckengenharia@uol.com.br).
- [43] Clerici, A.; Longhi, A.; “Transport of Gas or Electricity Transmission?”; IEEE Power Engineering, Review, Vol. 17, Number 8, August 1997.
- [44] Fontes Energéticas <http://www.brasil.emb.nw.dc.us/ear05ge.htm>
- [45] <http://www.anp.gov.br>
- [46] Swanekamp, R.; “Natural Gas – poised to penetrate deeper into electric generation”, Power - *Special Report*; Revista, McGraw-Hill’s, January 1995.
- [47] GCPS/CTEE/GTGAS; “Aspectos Práticos e Conceituais Relativos à Inserção de Termelétricas a Gás Natural no Parque Gerador Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste”; Eletrobrás, São Paulo, Setembro, 1996.
- [48] Sbertoli, L.V.; “Energy Market Integration in the Mercosul”; IEEE Power Engineering, Review, Vol. 17, Number 8, August 1997.